25 March 1983

The Honourable Jean Chrétien, P.C.,
Minister of Energy, Mines and Resources,
Ottawa, Ontario.

Dear Sir:

In accordance with the provisions of Section 91 of the National Energy Board Act, the Revised Statutes of Canada, 1970, chapter N-6, I am pleased to submit the Annual Report of the National Energy Board for the year ended 31 December 1983.

Yours sincerely,

C. Geoffrey Edge,
Chairman

PHOTO - CREDIT: COURTESY OF TRANS QUÉBEC & MARITIMES PIPELINE INC.

© Minister of Supply and Services Canada 1984

Cat. No. NE1-1/1983-2E
ISBN 0-662-13037-5

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

Secretariat
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 992-3972

Printed in Canada

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1984

No. du Cat. NE1-1/1983-2F
ISBN 0-662-92484-3

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Secrétariat
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 992-3972

Imprimé au Canada

Table of Contents

	Page
List of Figures	3
Metric Conversion Table	5
Report of the Chairman	7
Membership of the Board	9
Functions and Responsibilities	11
Public Hearings and Inquiries	17
General Review of the Energy Sector	25
Supply and Demand	25
Exploration and Development Activity	26
Oil and Gas Reserves	29
Report on Operations	31
Crude Oil and Petroleum Products	31
Natural Gas and Gas Products	33
Pipeline Activities	35
Electric Power Activities	41
Environment	44
Routing	44
Economic Matters	45
Financial Regulatory Matters	46
Legal Matters	47
Legislation and Regulations	51
Organization of the National Energy Board	57
Appendices	61

List of Figures

Number	Title	Page
1	Western LNG Project — Dome Petroleum Ltd. & Westcoast Transmission Company Limited	22
2	Canadian Consumption of Selected Energies	25
3	Imports of Petroleum, Natural Gas and Electricity	26
4	Exports of Petroleum, Natural Gas and Electricity	27
5	Oil and Gas Developments	28
6	Estimated Established Reserves of Conventional Crude Oil from Conventional Producing Areas	30
7	Estimated Established Reserves of Marketable Natural Gas from Conventional Producing Areas	30
8	Crude Oil and Equivalent Hydrocarbons Production, Imports and Exports	31
9	Natural Gas Production	33
10	Oil & Products Pipeline Companies Regulated by the N.E.B.	37
11	Gas Pipeline Companies Regulated by the N.E.B.	38
12	Causes of Pipeline Incidents	40
13	Electricity Supply	42
14	Electricity Demand	43
15	International and Interprovincial Transfers of Electricity	43
16	Dollar Value of Exports	45

Metric Conversion Table

The National Energy Board uses the International System of Units (SI). The following conversion table is provided for the convenience of any readers who may be more familiar with the Imperial System.

Approximate Conversion Factor

1 meter (m)	= 3.28 feet
1 kilometre (km)	= 0.62 miles
1 millimetre (mm)	= 0.039 inches
1 cubic metre (m^3)	= 6.3 barrels
1 cubic metre (m^3)	= 35.3 cubic feet
1 litre (L)	= 0.22 gallons
1 kilogram (kg)	= 2.22 pounds
1 gigajoule (GJ)	= 0.95 MMBtu (950 cubic feet at 1000 Btu/cf)
GJ = gigajoule	= 10^9J
TJ = terajoule	= 10^{12}J
PJ = petajoule	= 10^{15}J
EJ = exajoule	= 10^{18}J

Report of the Chairman

The year 1983 has been one of change and transition in the energy industry. There has been a pause in the development of domestic and export markets, which have had to adjust to difficult and uncertain economic conditions at home and abroad.

The dramatic rise in world oil prices during 1979 and 1980 gave added impetus to the development of mega projects, and played a major part in precipitating the soaring inflation and interest rates of 1981 and the ensuing deep recession from which the North American economy is only now recovering. The result has been that demand for energy products weakened, due in part to conservation and a slow-down in the economy, and in 1983 world oil prices dropped significantly in both real and nominal terms. Many ambitious programs and projects based on anticipated further increases in world oil prices fell by the wayside and others were suspended, in large part as a result of these developments.

At this time last year, the deepening recession was contributing to a marked decline in the demand for petroleum products and, in turn, increasing the problem of shut-in domestic oil. The Board, being aware of the impact of these developments, took additional steps in 1983 to alleviate the situation by allowing, on a temporary basis, the export of significant volumes of light and medium crude oil for the first time in several years.

The increasing turmoil experienced in U.S. markets during 1983 as a result of the sharp decline in demand adversely affected Canadian gas exports. The decline in demand in the U.S. resulted from a variety of factors - the economic recession, exceptionally warm weather during the winter months, conservation and heavy competition from alternative energy sources.

In response to these market pressures, the Canadian government undertook a significant reduction in the base price for gas exports to the United States and initiated a new incentive pricing scheme. A number of Canadian exporters also agreed, subject to the approval of Canadian and United States regulatory authorities, to a temporary relaxation of the requirements imposed on U.S. shippers to take or pay for gas.

By the year end, possible Congressional action involving both domestic and imported supplies of natural gas was still under consideration and an announcement was expected from U.S. regulatory authorities on the revised policy they planned to apply in considering new gas import applications. In consequence, U.S. regulatory agencies did not deal with import authorizations for the 9.8 exajoules of new exports licensed by the Board in January, 1983.

Worldwide uncertainty with respect to energy prospects generally had an impact in a variety of ways on matters before the Board. For example, the hearing on the Arctic Pilot Project was adjourned to provide its sponsors with an opportunity to investigate prospective markets in Europe for Canadian LNG.

There were, however, some encouraging signs on the energy scene. In terms of international trade, a favourable balance of payments was recorded from a surplus for crude oil and products of $2.2 billion, gas of $3.9 billion and electricity of $1.2 billion, for a total of $7.3 billion. The favourable balance of trade in crude oil is not, however, likely to continue should improved economic conditions result in a revived growth in demand in this country. Plans for reviving certain enhanced oil recovery projects on a reduced scale also emerged in response to the reduction of royalty and tax levies imposed by federal and provincial governments. In addition, projects were launched on a reduced scale for the further development of oil from the tar sands.

A downward revision in the demand for electricity in Canada has resulted in a surplus of hydro-electric generating capacity which had been planned in earlier years on the basis of anticipated higher growth rates. This is providing immediate new opportunities for exports, and longer-term contracts for exports of firm electricity from hydro and nuclear-powered plants are being considered. The Board is planning for further major hearings in 1984 on additional exports of power and energy from British Columbia, Manitoba, Quebec and New Brunswick.

Despite some delays in the progress of major energy projects, the Board was intensely busy in the past year. With the fulfillment of the socio-economic and environmental terms and conditions previously laid down, final approval was given to construction of the Interprovincial oil pipeline from Norman Wells in the N.W.T. to Zama, Alberta. Hearings were held on an application from Hydro-Québec for approval of the long-term

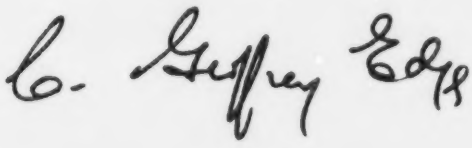
export of a substantial amount of power to New York State. Hearings were concluded on the tolls and tariffs of a number of major pipeline companies including Trans Mountain, TransCanada, Trans Québec & Maritimes, Westcoast and Interprovincial Pipe Line, with decisions having been handed down on all but the last. At the request of the Minister of Indian and Northern Affairs, the Board conducted a major study into a number of different aspects of the role and operation of the Crown-owned Northern Canada Power Commission.

During 1983, the Board initiated a major review of its regulations related to the information required in applications filed with the Board, its Rules of Practice and Procedure, and the regulations for the safety and design of pipelines. In addition, it has been working closely with representatives of industry and the Canada Oil and Gas Lands Administration in developing new regulations to govern offshore pipeline construction and operation. All told, the Board has been engaged in more than 25 studies to update, simplify and clarify its rules and regulations with the aim of reducing the regulatory burden.

Further changes were also still under consideration with respect to recommendations made in the Task Force on Pipe Line Construction Costs, which was established by the Minister of Energy in response to an earlier study by the Board's staff. And, finally, a new staff study was launched for the purpose of updating the Board's 1981 forecast of Energy Supply and Demand to the Year 2000 to take account of new conditions and circumstances.

Among other major initiatives undertaken by the Board in 1983 was an expansion of its public communications program. The Board continued to issue a comprehensive quarterly report on the status of its regulatory activities and started publishing Information Bulletins on a wide variety of the Board's functions and activities to encourage a greater participation, understanding and awareness among public interest groups and industry affected by its decisions.

As we enter into 1984, which marks a special anniversary for the Board, established twenty-five years ago in the fall of 1959, we can look back on a history of important achievements and a future of promising developments on the energy scene in Canada.



C. Geoffrey Edge

Members of the National Energy Board

Chairman:	C. Geoffrey Edge
Vice-Chairman:	R.F. Brooks
Associate Vice-Chairmen:	L.M. Thur W.A. Scotland* J. Farmer A.D. Hunt
Members:	J.R. Jenkins J.R. Hardie J.L. Trudel R.B. Horner, Q.C. A.B. Gilmour W.G. Stewart** E.S. Bell***

Change in Membership

**The Governor in Council appointed Mr. W.G. Stewart as a Member of the Board effective 24 March 1983. A former President and Chief Executive Officer of Union Gas Limited, Mr. Stewart was Senior Advisor, Corporate Affairs, with Richardson Greenshields of Canada Limited prior to his appointment.

***The Governor in Council also appointed Mr. E.S. Bell as a temporary Member of the Board from 1 April 1983 to 31 August 1983 to act as one of the panel members who conducted the Inquiry into the Northern Canada Power Commission.

---

* Mr. Scotland is the Board's Designated Officer with the Northern Pipeline Agency and is based in Calgary.

Functions and Responsibilities of the National Energy Board

Under the National Energy Board Act of 1959 and subsequent amendments, the Board has two principal responsibilities:

- to *regulate* specific areas of the oil, gas and electrical utility industries in the public interest, and
- to *advise* the Government on the development and use of energy resources.

The Board on its own initiative may hold *inquiries* into a particular aspect of the energy situation and prepare reports for the information of the Government, of Parliament and of the general public.

The Board also carries out *studies* and prepares *reports* at the request of the Minister.

The regulatory role of the Board encompasses the following fields:

Certificates of Public Convenience and Necessity for Pipelines and Power Lines

The Board grants certificates to construct and operate interprovincial and international oil, gas and petroleum products pipelines, and international electric power lines[1]. Before a certificate is issued, the Board is required to consider the application at a public hearing.

Export Licences and Orders

The National Energy Board Act requires the Board, in considering applications for exports, to take into consideration all matters that appear to it to be relevant. It must, among other things, satisfy itself that the quantities of energy involved do not exceed the surplus remaining after allowance has been made for reasonably foreseeable Canadian requirements for that particular form of energy. In addition, where oil or gas is to be exported and subsequently imported, or in the case of an import of oil or gas, the Board must have regard for the equitable distribution of oil or gas in Canada. Furthermore, the Board may be given the power, in effect, to allocate supplies of oil or gas between regions of the country, e.g., during periods of tight supply other than times of national emergency.

Regulation of Pipeline Tolls, Tariffs and Accounting Practices

The Board regulates the tolls and tariffs of pipeline companies under federal jurisdiction to ensure that the tolls are just and reasonable and to ensure that they are not unjustly discriminatory. The approved tolls or tariffs reflect, among other things, the capital and operating costs of a pipeline company and the necessity for it to earn an adequate return on its investment so as to be able to attract capital as needed to maintain and extend service. The Board has established uniform accounting classifications and practices that it requires oil and gas pipeline companies under its jurisdiction to use.

Pipeline and Power Line Orders

The Board may issue orders approving minor additions or modifications to existing pipeline systems without calling a public hearing. Such additions and modifications are restricted to sections, branches and extensions of pipelines not more than 40 kilometres in length, and ancillary installations such as tanks, pumps, compressors, meter stations, and communications systems. The Board may also by order authorize the construction and operation of international power lines of voltage not exceeding 50 kilovolts.

Pipeline Safety

The Board's Oil and Gas Pipeline Regulations provide for the safe design, construction and operation of pipelines under Board jurisdiction. Commencing with the design stage, applications for pipeline construction are reviewed to ensure compliance with the regulations. Pipeline companies are required to have contingency plans developed in coordination with local authorities to provide for the safety of the public in the event of line breaks during testing or operation. To ensure high standards in the safety of pipeline construction and operation, the Board carries out inspection programs and conducts investigations and reviews of pipeline system performance.

Pipeline Utility Crossing Orders

For reasons of safety, the protection of the environment, and the existence of other utility services, no pipeline may cross or be crossed by another utility without authorization. Where a pipeline is to cross a navigable water or a railway, leave must be obtained from the Minister of Transport or the Canadian

1 Under an amendment passed in 1983, the relevant provisions of the NEB Act may, by order of the Governor in Council, be extended to designated interprovincial power lines.

Transport Commission, respectively. Crossings of the facilities of other utilities may only be made with the authorization of the Board after consideration of all the relevant information.

Environmental Protection

The environmental information requirements for new oil and gas pipelines and for modifications or extensions to existing systems and for international power lines are set forth in the Board's Rules of Practice and Procedure. The Board takes into consideration the environmental impact of the construction and operation of oil pipelines, gas pipelines and international power lines. The Board considers such diverse concerns as impact on permafrost soils, erosion and siltation at water crossings, impact on wildlife and fish, preservation of archaeological sites, air emissions, noise, and protection of agricultural soils.

Socio-Economic Impact

The Board has issued guidelines for the preparation of regional socio-economic impact assessments of gas or oil pipeline projects. In assessing the types of impacts that could be generated by a proposal, the Board has regard to an applicant's policies and practices in order to promote the positive and mitigate the negative regional socio-economic impacts of the project. The Board monitors socio-economic actions plans, conducts investigations and reviews pipeline company performance where warranted.

Canadian Content

The Board, in making decisions, has regard to the extent to which Canadians have full and fair opportunities to participate in the financing, engineering and construction of facilities.

Responsibilities Under the Energy Administration Act

The Board is required to administer certain provisions of the Energy Administration Act (formerly the Petroleum Administration Act), namely, the imposition and collection of a charge on the export of crude oil and certain petroleum products and the administration of the price of natural gas in interprovincial and export trade.

Responsibilities Under the Northern Pipeline Act

The Northern Pipeline Act, passed on 12 April 1978, provides authority for the construction in Canada of the Alaska Highway Natural Gas Pipeline as well as for the creation of the Northern Pipeline Agency to oversee the construction of the pipeline. Certain terms and conditions in the legislation require the company to seek various authorizations from the Board, from the Minister of Energy, Mines and Resources, and from the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency. The Board's responsibilities relate mainly to financing and tariffs, approval of pipe specifications, granting of leave to open orders, and regulation of the operation of the line.

Public Access and Participation

The Board is a Court of Record. Hearings before the Board are public and the applicant and interested persons have full rights of participation. The Board gives parties reasonable notice of the matters at issue in a proceeding together with a fair opportunity to address any concerns or questions that the Board may have. The Board achieves this through the giving of public notice, by addressing written requests for information to parties, and through cross-examination.

The record of a proceeding is public. The record consists of the application, interventions, information requests and responses to them, exhibits, oral testimony (which is transcribed), submissions or argument of parties, related orders and decisions of the Board, correspondence exchanged between parties and the Board, and other material filed in the proceeding. The only exception is when an applicant claims price or other contract conditions to be confidential for reasons of competition, in which case the Board may maintain that confidentiality for a very limited period of time.

Decisions of the Board are made in the public interest. The general public can obtain access to the record of a Board proceeding through the Board's Library or its Information Services. The Board's Reasons for Decisions on hearing applications are issued as public documents, and all of its decisions are, of course, also publicly available.

The Board publishes quarterly Regulatory Agendas, which

provide advance notice of forthcoming regulatory actions and information on the status of ongoing proceedings. During 1983, the Board also began to publish Information Bulletins on its activities and procedures.

Implementation of Board Decisions

When, after a public hearing, the Board is prepared to grant a certificate for a pipeline or a power line or to issue a licence for the export of natural gas or electricity, the import of natural gas, or the export of oil for a period exceeding one year, it so reports to the Governor in Council through the Minister of Energy, Mines and Resources. If the issuance of a certificate is approved by the Governor in Council, the certificate is then issued by the Board. In the case of export or import applications, licences issued by the Board go into effect on approval by the Governor in Council. A decision of the Board to refuse an application is not subject to referral to the Governor in Council.

Because of the special nature of the trade in crude oil and petroleum products, specifically the use of short-term contracts and the need to make decisions on a daily basis, oil export controls (except for licences for periods in excess of one year)[1] are exercised directly by the Board without reference to the Governor in Council.

Applications for orders authorizing the export of relatively small quantities of ethane, propane, butanes, and ethylene, for periods up to one year, a maximum of three billion cubic metres of natural gas in any one year for a period not exceeding two years, and small amounts of electricity for up to three years may also be dealt with by the Board without reference to the Governor in Council.

Decisions on rates, tolls, and tariffs are made by the Board without reference to the Governor in Council.

Appeals of Board Decisions

With regard to attendance, the swearing and examination of witnesses, the production and inspection of documents, and the enforcement of its orders, the Board has all the powers vested in a superior court of record.

Under section 17(1) of the National Energy Board Act, the Board may review, rescind or change any order or decision made by it, or may re-hear any application before deciding it. Under section 17(2) of the Act, the Board may change a certificate or licence issued by it, but no such change is effective until approved by the Governor in Council. Parties may apply to the Board, pursuant to these sections of the Act, requesting the Board to review an order or decision, or to amend a licence or certificate.

A decision or order of the Board may be appealed to the Federal Court of Appeal providing the appeal is based upon a point of law or jurisdiction. Leave to appeal must be obtained upon application made within one month after the making of the Board's decision or order, or within such further times as that Court may allow. Judgments of the Federal Court of Appeal may, with leave, be appealed to the Supreme Court of Canada. The Federal Court of Appeal also has jurisdiction to review and set aside a decision or order of the National Energy Board upon certain stipulated grounds.

The Trial Division of the Federal Court of Canada has exclusive jurisdiction to issue an injunction, writ of certiorari, writ of prohibition, writ of mandamus, writ of quo warranto or grant declaratory relief against any federal board, commission or other tribunal.

Awarding of Costs

The National Energy Board Act does not empower the Board to award costs to participants at its proceedings, except in the specific case of hearings on the concerns of landowners over the specific route of a pipeline or power line. Such hearings are held under Section 29.2(3) of the Act.

STANDING PANELS AND COMMITTEES

The Board assigns much of its ongoing regulatory workload to five standing panels, each composed of a quorum of three Board Members. In addition, certain Board Members and senior staff are involved in the work of seven committees, two of which deal exclusively with issues affecting the internal management of the Board.

STANDING PANELS

In exercising their delegated powers and duties, the Panels

1 The Board may also issue, without a public hearing and without recourse to the Governor in Council, a licence for more than a year, for the export of oil products produced under an agreement to process imported crude oil.

refer to the whole Board any matters that raise questions of general policy, may have important ramifications for the industries under the Board's jurisdiction, require consideration as to the desirability of a public hearing, or otherwise raise issues considered by the Panel to be of importance to the Board as a whole. Except as noted below, Panels do not issue or amend certificates or licences, or decide matters which would require the holding of a public hearing.

PANEL	MEMBERS	RESPONSIBILITIES
Oil	J.R. Hardie* J.R. Jenkins R.B. Horner J.L. Trudel**	To exercise the powers of the Board under Parts I and I.1 of the Energy Administration Act pertaining to the export charge on crude oil, oil products, and oil used as fuel in international transportation. The Panel issues licences for the export of oil and oil products for a period of up to one year***, issues orders for the interprovincial movement and allocation of western Canadian crude oil and for exchanges, issues licences for the import of heavy fuel oil into Canada, and advises the Minister respecting oil-related energy matters.
Gas	L.M. Thur* R.B. Horner A.B. Gilmour J. Farmer**	To exercise the powers of the Board in matters relating to natural gas, liquefied natural gas, synthetic natural gas, propane, butanes, ethane, and ethylene. In addition, the Panel advises the Minister under section 22 of the Act respecting the export price of natural gas.
Electrical	R.F. Brooks* A.D. Hunt J.L. Trudel W.G. Stewart**	To exercise the powers of the Board in all matters relating to electricity.
Pipeline	J. Farmer* J.R. Jenkins A.B. Gilmour W.G. Stewart**	To exercise the powers of the Board in matters relating to the construction, operation, and maintenance of oil and gas pipelines, including pipeline safety and environmental considerations.
Financial Regulatory	A.D. Hunt* J.R. Hardie W.G. Stewart R.B. Horner**	To exercise the powers of the Board with respect to tolls and tariffs charged by gas and oil pipeline companies under the Board's jurisdiction.

* Panel Chairman

** Panel Alternate

*** The Panel may issue a licence for more than a year, without a public hearing, for the export of oil products produced under an agreement to process imported crude oil.

Note: The Chairman is an ex-officio member of all Panels and Committees.

COMMITTEES

The Board committees study and keep under review matters of interest that are outside the direct responsibilities of its various panels.

COMMITTEE	MEMBERS	RESPONSIBILITIES
Executive	C.G. Edge* R.F. Brooks L.M. Thur J. Farmer A.D. Hunt R. St.G. Stephens	To deal with broad, long-term issues affecting the Board.
Internal Audit	C.G. Edge* R.F. Brooks L.M. Thur R. St.G. Stephens	To keep the Board's operations under review to ensure that they are administered efficiently, economically, and effectively.
Regulatory Process	R.F. Brooks* L.M. Thur G. Yorke Slader F.H. Lamar	To study and keep under review all aspects of the regulatory process and recommend to the Board measures designed to improve the efficiency and effectiveness of regulation.
Energy Studies	C.G. Edge* R.F. Brooks L.M. Thur A.D. Hunt K.W. Vollman	To initiate and review studies on any aspect of energy which may be of interest to the Board and which is outside the orbit of other panels and committees.
Regulation of Pipelines (Tariffs)	C.G. Edge* J. Farmer A.D. Hunt J.R. Hardie W.G. Stewart	To deal with broad issues arising from the Board's regulatory responsibilities under Part IV of the NEB Act.
Regulation of Pipelines (Construction)	C.G. Edge* L.M. Thur J. Farmer A.D. Hunt J.R. Jenkins A.B. Gilmour T.S. Shwed	To deal with Board issues arising from the Board's regulatory responsibilities under Part III of the NEB Act.
Northern Canada Power Commission	C.G. Edge* J.R. Hardie E.S. Bell	To deal with matters arising from the Board's report of August, 1983, on the Northern Canada Power Commission, which arose from undertaken as an inquiry at the request of the Minister of Indian and Northern Affairs.

* Committee Chairman

Public Hearings and Inquiries

During 1983, the Board conducted all or part of 14 public hearings and inquiries in locations from Vancouver, British Columbia to Fredericton, New Brunswick, and in northern Canada, comprising a total of 143 hearing days.

The following summarizes the major decisions rendered in 1983 following public hearings.

NATURAL GAS EXPORTS

Gas Export Omnibus Hearing

As reported in last year's Annual report, on 27 January 1983, the Board released its decision in Phases II and III of the Gas Export Omnibus Hearing, which had concluded late in 1982.

This hearing was held to consider a number of competing applications for licences to export natural gas or orders varying existing licences.

Phase I was held to consider whether any changes should be made to the conditions of existing natural gas export licences and whether the protection procedures for volumes already licensed should be changed. The Board also reviewed the procedure it used to determine the availability of surplus natural gas for export.

In Phase II, the Board examined the economic, contractual, regulatory, and other aspects of the individual applications to export natural gas. Also it had examined the markets for Canadian gas in the United States and Canada.

During Phase III, the Board heard evidence on natural gas demand, supply, and surplus available for export.

The following table provides a summary of the quantities applied for and those granted by the Board (exports to the United States are ranked according to the amount granted):

SUMMARY OF EXPORTS
(exajoules)

	Applied for	Granted
Exports to United States		
TransCanada PipeLines Limited	6.5	3.0
Pan-Alberta Gas Ltd	4.8	2.2
Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	4.9	1.4
ProGas Limited	2.2	1.1
Westcoast Transmission Company Limited	2.6	0.9
KannGaz Producers Ltd	0.7	0.5
Consolidated Natural Gas Limited	0.2	0.2
Sulpetro	0.2	0.2
Columbia Gas Development of Canada Ltd	0.2	0.1
Canadian-Montana Pipeline Company	0.5	0.1
Niagara Gas Transmission Limited	0.1	0.1
Ocelot Industries Ltd	0.6	Nil
Sub-Total Exports to U.S.	**23.4***	**9.8**
Export to Japan (LNG)		
Dome Petroleum Limited	3.1	2.4
Total Exports	**26.5**	**12.2**

NOTE: *Column adds to 23.4 because of rounding.

In its decision, the Board authorized the export of an additional 12.2 exajoules (11.5 trillion cubic feet) of Western Canadian natural gas. This was less than half the 26.5 exajoules requested by the 13 applicant companies.

Dome Petroleum Limited was granted a licence to ship 2.4 exajoules of LNG (liquefied natural gas) to Japan in the period 1986 to 2001. This marks Canada's first licence for the export of natural gas to Japan.

The remaining 9.8 exajoules were for export to existing and new markets in the United States, mainly in the period 1985 to 1994.

The new licences for 12.2 exajoules are in addition to the 12 exajoules remaining to be exported under previously-issued licences. The latter quantity includes the last major exports authorized, in November 1979, when licences for 4.1 exajoules were issued.

In its decision, the Board also denied two applications: an application by Ocelot Industries Limited to export natural gas of Saskatchewan origin to the U.S. and an application by ProGas Limited to export gas to California.

In addition, the Board approved an application by Union Gas to continue exporting synthetic natural gas to the U.S., and issued a licence to Transco for the movement of natural gas into and out of Canada. This was simply to facilitate transportation and involved no net export.

In deciding if these exports would be in the Canadian public interest, the Board compared the benefits that could be derived from exporting the gas with those that could result from keeping the gas in the ground for use in Canada at a later date. The conclusion was that Canada would derive a net benefit of $17 billion from new exports of natural gas. Furthermore, at the then-current export price of just under $6 per gigajoule (U.S. $4.94 per MMBtu), the new exports were anticipated to contribute some $70 billion to Canada's balance of payments over the life of the licences.

The Board examined the opportunities for Canadian gas in American and Japanese markets and found that both countries offered long-term and valuable markets for Canadian gas. The Board made sure that existing markets in the United States would continue to be supplied for the next 10 years by extending existing licences when they expire, and assured new markets

requiring new pipeline facilities a 12-year supply to support the financing of pipeline costs.

The Board felt that two markets required special analysis: the Northeastern United States market and the market for LNG in Japan. The Board found the United States Northeast to be an attractive long-term growth market, but was concerned with the cost of constructing new pipeline facilities. The pipeline facilities would be required to transport the gas the 3 000 kilometres from Alberta. The Board was of the view that, although some of the new pipeline facilities could be used later to carry gas to Canadian markets, a factor weighing against major exports of western gas to the United States Northeast was that, in the long run, part of this market could be supplied with gas from the Sable Island area and other frontier sources of gas.

The Board believed that the export of LNG to Japan represented a major opportunity to diversify the export market for Canadian gas. As the price of the gas to that market would be tied to that of crude oil, the economic attractiveness of the project was, therefore, dependent on the future of world crude oil prices. Although the Japanese sales contract is for 20 years, the Board was only prepared to issue a firm licence for 15 years. The Board did, however, earmark sufficient reserves from the unallocated surplus for a further 5-year licence for Dome if circumstances warrant it.

It is notable that the Board included, as a condition of each licence granted, that the licence-holder have all necessary arrangements and approvals in place by 31 January 1984.[1] These include authorizations from American authorities to import the gas or to construct new facilities in the United States, as well as provincial removal permits and further authorizations from the Board for additional facilities, and the completion of contractual and financial arrangements.

ELECTRIC POWER EXPORTS

Hydro-Québec

In September and October 1983, the Board held a public hearing on an application by Hydro-Québec for licences to export power and energy to the Power Authority of the State of New York (PASNY) and to Niagara Mohawk Power Corporation. The Board will be releasing its Reasons for Decision in early 1984.

The New Brunswick Electric Power Commission

In August, the Board issued its Reasons for Decision on an application by The New Brunswick Electric Power Commission for the sale of 25 megawatts of electric power from the Point Lepreau nuclear generating station to certain utilities in New England under existing licences and the amendment of three existing agreements for the sale of 205 megawatts.

The application was the subject of a public hearing conducted in Fredericton, New Brunswick in July, 1983.

The main elements of the Board's decision were as follows:

- the Board approved the agreement for the sale of 25 megawatts to Commonwealth Electric Company;
- the Board approved amendments to three Point Lepreau Unit Participation Agreements with Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company, Boston Edison Company and Eastern Main Electric Cooperative, Incorporated; and
- the Board amended two existing export licences to extend their term by one year to 31 October 1991.

TOLLS AND TARIFFS

TransCanada PipeLines Limited

Following a public hearing in May and June, the Board in July released its decision on an application by TransCanada PipeLines Limited to increase the tolls it charges for the transportation of natural gas throughout its system from Saskatchewan to Quebec, effective 1 August 1983.

TransCanada's new toll for the transportation of natural gas to Eastern Canada increased to 93.7 cents per gigajoule on 1 August 1983, an increase of 5.5 percent. Elsewhere, the increase was in the order of 3.0 to 4.0 percent.

The new tolls reflected a 14.0 percent rate of return calculated on a rate base of $2.6 billion. This compares with a previously authorized rate of return of 13.88 percent on a rate base of $2.4 billion. The approved rate of return reflected an embedded cost

1 The Board subsequently approved an extension to 31 January 1985 for most of the licences.

of debt of 14.36 percent, which was higher than the 13.65 percent previously authorized. The higher cost of debt was partially offset by a lower rate of return on common equity.

TransCanada was given the opportunity to earn a rate of return on equity of 15.0 percent compared with the 16.5 percent applied for and the 16.0 percent previously allowed. The reduction reflected the decline in interest and inflation rates.

The Board also decided to maintain the common equity ratio at the current level of 28.0 percent, compared with the 30.0 percent applied for.

TransCanada applied to recover an amount of $8.4 million in sales revenue it would have received had the Governor in Council prescribed prices on 1 August 1982 instead of 1 September 1982. The Board denied the application because it would have constituted retroactive ratemaking.

TransCanada, in support of the government's 6 and 5 restraint program, undertook to limit increases in salaries to 6.0 percent in 1983 and 5.0 percent in 1984. Merit increases also complied with the government's guidelines. Furthermore, TransCanada applied for a deferral of the recovery of certain costs attributed to its North Bay Shortcut facilities to limit the increase in its tolls.

The Board accepted TransCanada's deferral concept, and allowed a deferral of $45.6 million dollars. This deferral, together with the Board's decisions on other cost of service matters, had the effect of limiting the increase in the cost of transporting gas from Alberta to Eastern Canada, commencing 1 August 1983, to the 5.5 percent noted previously. The provision for a deferral will increase tolls to be charged in future years.

In addition, the Board considered the issue of the appropriate zoning for delivery points off TransCanada's North Bay Shortcut facilities, and included Mattawa and Haley Station in the eastern rate zone.

Westcoast Transmission Company Limited

In August, the Board released its Reasons for Decision on the tolls to be charged by Westcoast Transmission Company Limited for the transportation of natural gas in British Columbia. A public hearing was held in April and May to examine an application by Westcoast for, among other things, an increase in its rate of return on rate base. At the same time, the Board examined matters relating to Westcoast's operating and maintenance budget and cost-of-service toll.

In its Decision, the Board reduced Westcoast's estimated 1983 cost of service by approximately $35 million, to $279 million, 3.5 percent lower than the 1982 actual cost of service.

The reduction was due primarily to the Board's decision to change Westcoast from the normalized method of calculating income taxes to the flow-through method.[1] It was also due to the decision, on an interim basis, to transfer the capital expenditures for the replacement program for the Grizzly Valley pipeline, currently under litigation, to a deferral account and to leave the costs associated with the original pipeline in rate base.

The Board approved a rate of return on equity of 14.75 percent, a reduction from the 15.0 percent approved in the 1980 Decision. However, as a result of increases in the cost of servicing Westcoast's long-term debt, the rate of return on rate base after income taxes was increased from 11.51 to 12.05 percent. The equity component of the capital structure remains unchanged at 35 percent.

The Board also approved, as part of the cost of service, an operating and maintenance expense budget for Westcoast of $64.7 million. This was 5.7 percent more than Westcoast's actual expenses in 1982.

Westcoast is currently regulated on a variable cost of service toll, under which it charges customers the costs it actually incurs, up to an amount previously approved by the Board. The Board plans to hold a hearing, in the spring of 1984, to examine whether Westcoast should remain on this method of regulation or should be changed to a fixed-toll method. With a fixed toll, the Board would approve Westcoast's tolls in advance and these would not change as a result of variations in the company's actual cost of service.

Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. (TQM)

In June, the Board issued its Reasons for Decision on an application by Trans Québec &

1 Under the flow-through method, the Board approves tolls that provide for an allowance for income taxes based on the actual taxes payable, rather than an allowance based on accounting income.

Maritimes Pipeline Inc. for orders fixing the tolls for the transportation of natural gas on its pipeline, which runs from near Montreal to Quebec City.

This decision was issued following four months of public hearings from December 1982 to March 1983 - the first hearings to be held on the toll regulation of this new natural gas pipeline system in Quebec. The Board allowed TQM to charge a total of $6.3 million per month in tolls, commencing 1 July 1983. The Board approved a total cost of service of $37.8 million for the TQM pipeline and a rate of return of 12.9 percent on a rate base of $391.4 million, for the six-month test period 1 July to 31 December 1983.

The hearing dealt with a wide range of toll-related matters, including the method of regulation, the form and content of the transportation tariff, the rate base, the rate of return on rate base, the method of calculating income taxes, and the desirability of tariff levelling.

The chief decisions in the Board's report were as follows:

- the Board decided in favour of a fixed-toll method of regulation rather than a variable cost of service toll, which would have allowed the Company to adjust its charges on a monthly basis. Fixed tolls are designed for a prospective period.
- the Board found that specific methods for the levelling of the tariff over time were not warranted because the potentially high initial tariff had been reduced as a result of a variety of factors, including the reduction in the scope of the original TQM project.
- the Board approved a fixed monthly toll, commencing 1 July 1983, equivalent to one-sixth of the total cost of service for a six-month period. Charges to TransCanada PipeLines Limited were, upon approval by the Board, to be included in TransCanada's cost of service as a component of "Transmission by Others". Thus, TQM's toll forms an integral part of the tolls paid by TransCanada's customers.
- the Board authorized a rate base of $391.4 million, reducing the costs estimated by TQM by $43.9 million.
- the Board allowed a rate of return of 12.9 percent on rate base. This was based on a capital structure consisting of 75.0 percent debt and 25.0 percent equity, and rates on debt and equity capital of 12.0 and 15.6 percent, respectively.
- the Board decided that the allowance for income taxes, to be included in TQM's tolls, should be calculated on a flow-through basis rather than on a normalized basis as proposed by the pipeline company. The use of the flow-through method resulted in the elimination of an allowance for income taxes of $7.2 million during the test period.
- the allowed cost of service of $37.8 million for the six-month test period commencing 1 July 1983 consisted of the following:

Operating and Maintenance	$4.6 million
Depreciation and Amortization	$6.6 million
Taxes other than Income Taxes	$1.4 million
Return on Rate Base	$25.2 million.

The Board accepted the amounts requested for wages and salaries, which were in conformity with the federal government's 6 and 5 restraint programme.

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.

In March, the Board issued an order fixing the tolls to be charged by Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. for the transportation of crude oil, effective 1 April 1983. Trans Mountain owns and operates a pipeline system extending from Edmonton, Alberta to Burnaby, British Columbia.

By application dated 3 November 1982, Trans Mountain requested the Board to approve a cost of service of $39.6 million for 1983, an increase of approximately 10 percent above the previously authorized cost of service. The Board allowed a cost of service of $34.7 million, some 12 percent less than the requested cost of service, or 4 percent less than the previously authorized cost of service of $36.1 million.

The throughputs of the Company have decreased significantly since 1981. They declined from a level of 26 000 cubic metres per day in early 1982 to an anticipated level of 19 400 cubic metres per day later in the year. As a consequence, the tolls derived from the cost of service authorized by the Board, expressed as dollars per cubic meter, increased from those previously approved.

A public hearing on the tolls charged by Trans Mountain was held in Vancouver, B.C. from 14 to 27 January 1983. The Board's

Reasons for Decision were published in March.

The Board allowed an after-tax rate of return of 14.38 percent on a rate base of $30.57 million. The Board deemed a capital structure of 45.0 percent debt and 55.0 percent equity and allowed a cost of debt of 13.0 percent and a rate of return on equity of 15.5 percent.

In arriving at the approved tolls, the Board considered the components of the application in the light of the government's price restraint guidelines.

INQUIRIES

Heavy Fuel Oil Inquiry

In May, the Board concluded a public inquiry into the licensing of heavy fuel oil imports into and exports out of Eastern Canada.

In June, the Board released its report. Among its conclusions were:

- a continuing balance of domestic production of heavy fuel oil with demand cannot be achieved without the supply adjustments provided by exports and imports of that product;
- it is more cost-efficient to export surplus product from Ontario to the United States, where some markets have already been established, than to transport the product to the Atlantic provinces, even if a system of transportation subsidies were developed;
- the elimination of imports of heavy fuel oil into Eastern Canada in itself would not necessarily resolve the difficulties hampering natural gas penetration into the industrial market in Quebec;
- the import option provides essential price competition for independent marketers and for consumers in areas where natural gas is not an alternative energy source.
- supply imbalances will likely occur during 1983 and 1984 as a result of refinery rationalization, and, therefore, allowances must be made for fluctuations in the supply of heavy fuel oil.

Northern Canada Power Commission Inquiry (NCPC)

In January, the Honourable John Munro, Minister of Indian and Northern affairs, asked his colleague, the Minister of Energy, Mines and Resources, to request the Board to advise him on a number of aspects of the operations of the Northern Canada Power Commission. These included cost of service, rate design, general principles of ratemaking, and the regulation of the NCPC.

The NCPC, a federally-owned Crown corporation, generates, transmits, and distributes electricity from hydro and diesel plants in the Yukon and Northwest Territories.

The Board held a series of public hearings in June and July in nine communities in the two territories, and issued its report in October.

The main recommendations of the Board were as follows:

- the regulation of the NCPC, including the approval of rates and certificates of public convenience and necessity for major capital additions, should be delegated to a single federal agency;
- the rates should be established by the proposed federal regulatory agency following rate hearings with opportunity for participation by interested parties;
- to overcome the existing problem of inconsistent rate structures and to improve the efficiency of the regulatory process, a "duly appointed federal regulatory agency be given complete and final authority in establishing NCPC's annual revenue requirements for a given period, and in determining the cost-based rates associated therewith";
- NCPC's revenue requirement should be determined in accordance with the Commission's cost of service, as calculated by the rate base/rate of return method;
- NCPC rates should be based on the true costs of providing electricity to its customers in the North, with separate rate zones for areas supplied from hydro or diesel generation;
- NCPC should be permitted to operate as a public utility on a business-like basis, with any subsidization of electrical rates provided by the federal government independent of NCPC's operations;
- NCPC should continue to operate as a single entity owned by the federal government, with the head office remaining in Edmonton;
- some existing debt held by the federal government should be converted to equity;
- the proportion of debt that exists because of prior losses

and outstanding loans incurred in respect of assets no longer useful should be forgiven.

The Board recommended that all changes proposed in its report become effective 1 April 1985. This date was selected to provide sufficient time for completion of all steps necessary to implement a rate regulation scheme.

Inquiry Into Accident at Liebenthal Purchase Meter Station

In December 1983, the Board held a public inquiry in Leader, Saskatchewan, into an accident that occurred at the Liebenthal Purchase Meter Station, on the system of TransCanada PipeLines Limited in Saskatchewan, in which one TransCanada employee was killed and another injured. The Board will be releasing its Reasons for Decision in early 1984.

HEARINGS IN PROCESS, ADJOURNED OR PENDING[1]

Arctic Pilot Project

In February of 1982, the Board had commenced a hearing on an application by Arctic Pilot Project Inc. for the construction of a natural gas pipeline and liquefaction plant on Melville Island in the Arctic, the transportation of the liquefied natural gas (LNG) in ice-breaking tankers to an eastern Canadian port, where it would be regasified, and finally the export of the natural gas by displacement to the United States.

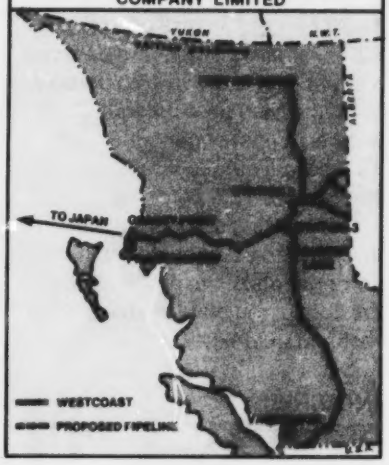
In late July 1982, the sponsors of the Arctic Pilot Project announced that they were investigating the possibility of selling the LNG to European markets as an alternative to the U.S. market. As a result, TransCanada PipeLines requested an indefinite adjournment of its application to construct the regasification terminal in Eastern Canada because an export to Europe would make the construction of the regasification facility unnecessary. The Board granted this request and on 31 August 1982 adjourned the entire proceeding.

In June 1983, the Board directed the project sponsors to submit their views by 1 December 1983 with respect to the future conduct of the Arctic Pilot Project proceedings and to address in particular whether the present status should be maintained or whether the proceedings should be discontinued. In their reply, the sponsors submitted that the present status of the proceedings should be maintained. The Board will consider this view together with any views submitted by interested parties.

The Western LNG Project — Dome Petroleum Limited and Westcoast Transmission Company Limited

In February 1983, following the release of the Board's decision on the Gas Export Omnibus Hearing, Dome Petroleum Limited applied for a certificate of public convenience and necessity to construct and operate the facilities for liquifying natural gas (LNG) for export to Japan under Dome's new

FIGURE 1
WESTERN LNG PROJECT
DOME PETROLEUM LIMITED AND WESTCOAST TRANSMISSION COMPANY LIMITED



export licence. The facilities would be located near Grassy Point, British Columbia, approximately 28 kilometres from Prince Rupert.

In May, Westcoast Transmission Company Limited filed an application for a certificate to construct and operate pipeline facilities in Alberta and British Columbia for the transportation of natural gas produced in those provinces to Dome's proposed LNG facilities.

The Board decided to hold its hearing into Dome's application in phases.

Phase I began in Richmond, B.C., on 17 October 1983 and continued in Prince Rupert, B.C., on 1 November. The Richmond session was held to examine the description of the proposed facilities, including design and technical feasibility and engineering and seismic considerations. Environmental matters both on- and off-shore, public safety, and socio-economic concerns were the focus of the Prince Rupert sitting. The hearing concluded in Ottawa on

1 Up-to-date information on the status of ongoing proceedings, including advance notice of forthcoming regulatory actions, is contained in the Board's Regulatory Agenda, which is issued quarterly, on the first day of March, June, September, and December.

30 November after an examination of the cost of the facilities and Canadian content.

The remaining issues of the project's economic viability and assured supply of gas will be dealt with in a subsequent phase or phases of the hearing. In addition, the Board expects to have a hearing into Westcoast's application in 1984.

Interprovincial Pipe Line Limited — Propane Facilities

The Township of Flamborough, Ontario, requested a review of a Board decision to permit Interprovincial to locate propane terminal facilities in the Flamborough area. The Board decided to hold a hearing to receive the submissions of interested parties on the location of the facilities.

The hearing commenced in Burlington, Ontario, on 16 August 1983 and on 19 August was adjourned until 28 September 1983. On 28 September, the hearing resumed in Flamborough, but once again was adjourned, this time to a date to be announced later. This second adjournment followed an action launched by the Township of Flamborough, which sought leave to appeal to the Federal Court of Appeal both on the grounds of the Board's legal jurisdiction over two aspects of the matter under review and on the grounds of an alleged apprehension of bias on the part of one Member of the Board participating in the hearing. Although the Court granted leave to appeal, the appeal itself was not to be heard until 1984.

Interprovincial Pipe Line Limited — Tolls

In November, the Board concluded a public hearing into an application filed by Interprovincial Pipe Line Limited (IPL) for an order approving the tolls and tariffs to be charged by IPL for the transportation of crude oil and other liquid hydrocarbons in 1984. IPL's pipeline extends from Edmonton to Montreal. The Board will be releasing its Reasons for Decision in early 1984.

Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. — Tolls

In late August Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. (TQM) filed an application for orders fixing the tolls it charges for the transportation of natural gas in the Province of Quebec, effective 1 January 1984.

TQM applied for an increase in its total tolls to $7.9 million per month from the current $6.3 million. It sought approval of a total cost of service, for the twelve-month period ending 31 December 1984, of $94.8 million, determined in part by applying a rate of return of 14.25 percent to an average rate base of $439.6 million. Requested rate of return on equity was 16.5 percent.

The Board set the application down for public hearing to commence on 11 January 1984.

In November, TQM applied for an interim increase in its current toll until such time as the Board disposes of its application. The Board issued the interim order extending the current toll until the Board issues its final order arising from its January hearing.

Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. (TQM) and Gaz Inter-Cité Québec Inc. — Pipeline Certificate

On 12 December 1983, the Board began a hearing to examine two issues:[1]

(i) the desirability of amending certificate GC-65 in the light of circumstances which have changed since the issuance of the certificate to TQM;

(ii) an application by Gaz Inter-Cité Quebec Inc. for a review of a previous Board decision not to order TransCanada PipeLines Limited to provide maximum operating pressure at the Sabrevois Sales Meter Station, located at the interconnection point of TransCanada's trunk line and the Sherbrooke, Quebec lateral to be constructed by Gaz Inter-Cité Quebec Inc.

Hydro-Québec — Certificate and Export Licences

Hydro-Québec applied in April for a certificate of public convenience and necessity for the construction of a 450 kV direct-current international power line and four licences to export electricity to the New England Power Pool (NEPOOL) in the United States.

The first licence would be for the period 1986 to 2004 and would cover the export to New England of electricity produced by NEPOOL but stored in Hydro-Québec's system. The other three licences would apply to the export of electricity by Hydro-Québec to members of

1 The Board's Reasons for Decision on the second issue were released in early 1984. Consideration of the first matter has been deferred until 23 January 1984.

NEPOOL for periods of 16, 18 and 19 years respectively, between 1986 and 2004.

The Board plans to hear the application in 1984.

Westcoast Transmission Company Limited — Method of Toll Regulation

The Board will conduct a hearing in 1984 in Vancouver, British Columbia, to determine whether the tolls of Westcoast Transmission Company Limited should continue to be regulated by a fixed-toll method. The hearing will also consider other matters affecting the method of regulating the tolls of Westcoast.

British Columbia Hydro and Power Authority — Export Licences

British Columbia Hydro and Power Authority applied in December 1983 for three new licences to export firm and interruptible power and energy to the western United States for a six-year period, starting 1 October 1984. The requested licences would replace licences that expire on 30 September 1984. The Board plans to hear the application in March of 1984.

GENERAL REVIEW OF THE ENERGY SECTOR

Supply and Demand

The 1981-82 recession touched bottom late in 1982 and in 1983 the Canadian economy showed remarkable improvement.

Strong growth in consumer spending (particularly autos and household durables) and a substantial rebound in housing activity, spurred by lower interest rates, the slowdown in inflation and increased consumer confidence, were the major factors leading the economy out of the recession.

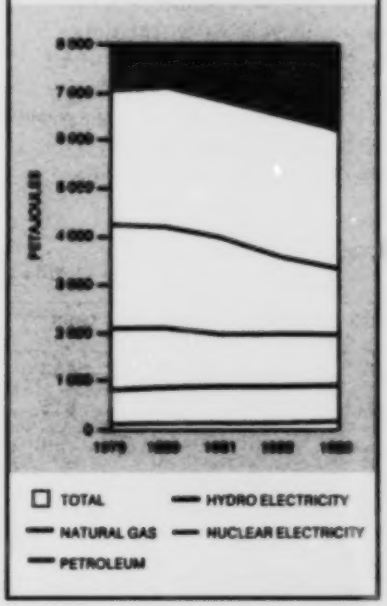
In the energy sector, world oil prices in 1983 continued on a downward trend, reflecting the large degree of slack that has characterized world oil markets since 1981. The average price paid by Canadians for imported crude landed at Montreal declined in 1983 by about 4.0 percent from the level of the previous year. Domestic oil prices increased on 1 January 1983 as scheduled in the agreements between the Federal Government and the governments of the producing provinces. The increase originally scheduled to go into effect on 1 July was however foregone as a result of the Amendment to the Federal/Alberta Agreement signed on 30 June 1983. On average, the price of domestic crude oil at the Montreal refinery gate increased by about eight percent from its 1982 level, although it still remained below the equivalent cost of imported crude at Montreal. The wholesale price of natural gas at the Toronto city gate remained at approximately 65 percent of the price of crude oil at the Toronto refinery gate, as established in the federal-provincial Agreements. On average, the wholesale price of natural gas at Toronto increased by about 8.5 percent from its 1982 level.

Though energy demand started to pick up in the second quarter of 1983, it is likely that final figures for the year as a whole will show that total secondary energy use declined but not to the same extent as in 1982. Consumption of natural gas is expected to decline by about 3.2 percent, mainly as a result of abnormally warm weather in the early months of the year (Table 2). Demand for refined petroleum products declined by about 8.7 percent in 1983 as the shift from oil to alternative energy sources continues. Demand for electricity, on the other hand, is expected to increase modestly by about 2.7 percent in 1983 (Table 14), an increase in sales resulting from utility marketing programs and the economic recovery offsetting a first-quarter decline.

As in previous years, 1983 production of conventional crude oil was below capacity levels, with an average of 5.0 percent of the productive capacity in Western Canada shut in. The equivalent figure in 1982 was 6.0 percent. The reduction in shut-in productive capacity resulted from a Board decision to allow some short-term

FIGURE 2

CANADIAN CONSUMPTION OF SELECTED ENERGIES



CANADIAN CONSUMPTION OF SELECTED ENERGIES
Unit: Petajoules **Table 2**

	1979	1980	1981	1982(p)	1983(e)
PETROLEUM*	4 174.6	4 164.9	3 902.3	3 520.3	3 215.1
NATURAL GAS	2 005.1	2 010.1	1 966.5	1 997.9	1 933.3
HYDRO ELECTRICITY	775.6	813.1	833.4	812.6	818.3
NUCLEAR ELECTRICITY	119.8	129.1	136.1	130.2	169.2
TOTAL	**7 075.1**	**7 117.2**	**6 838.3**	**6 461.0**	**6 135.9**

(p) preliminary
(e) estimates

*Includes LPG'S.

*Data on consumption of petroleum includes non energy use.

*Based on Statistics Canada monthly publication 45-004. These statistics are on a different basis than those in Statistics Canada quarterly publication 57-003 which is used in the preparation of forecasts for Board Energy Supply and Demand reports.

exports of light crude oil and annual export licences for heavy crude oil.

Total production of domestic crude oil and equivalent hydrocarbons such as condensate averaged 230 229 cubic metres per day in 1983, an increase of 5.8 percent from the 1982 level.

The output of synthetic crude oil averaged 25 364 cubic metres per day in 1983, an increase of 33 percent from the 1982 level. Both the Suncor and Syncrude plants in Alberta experienced various upsets during 1983, the largest of them being a fire in one of the upgrading units of the Suncor plant on July 1, which halted upgrading operations at that plant for more than two months. Because of these problems, 2 347 cubic metres per day of synthetic production was marketed as semi-processed synthetic crude, while fully processed crude production averaged 22 844 cubic metres per day. Suncor produced at 80.0 percent of its rated capacity of 9 500 cubic metres per day when production of semi-processed oil is included, but only at 59.0 percent of rated capacity if only fully-processed oil is considered. Syncrude produced at 74.0 percent of rated capacity of 24 000 cubic metres per day when including semi-processed oil but at 72.0 percent of rated capacity, considering only fully-processed oil.

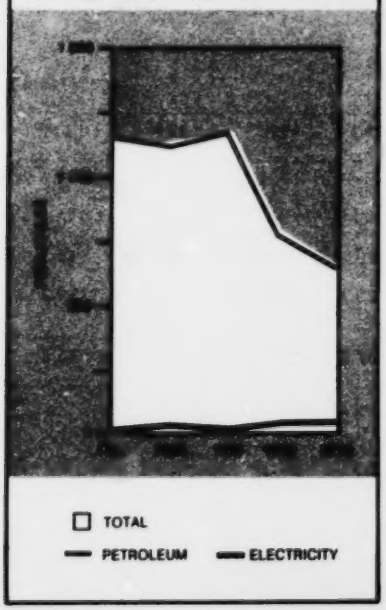
Direct exports of crude oil and equivalent hydrocarbons to foreign refiners in 1983 averaged 42 832 cubic metres per day; exports under exchange agreements amounted to 4 858 cubic metres per day, a decline of 52.0 percent over 1982. Bulk exports of refined petroleum products reached a total of 15 462 cubic metres per day this year, as opposed to 10 670 cubic metres per day a year ago. Licensed exports of aviation and marine fuel used in international transportation averaged 3 585 cubic metres per day during the first four months of 1983.

Exports of natural gas to the United States amounted to 20 168.8 million cubic metres or 31.3 percent of total marketable production, a decrease of 9.1 percent compared to 1982 levels. The decrease in export volumes is due mainly to increased competition from U.S. indigenous gas. Revenues for 1983 were $3.94 billion, a decrease of 18.0 percent compared to 1982.

Canada's total net installed electrical generating capability at the end of 1983 is estimated at 83 300 megawatts, up about 7.0 percent from 1982. Total Canadian Consumption of electric energy in 1983 is estimated to have been 355 000 gigawatt hours, an increase of 3 percent from 1982. Total exports of electric energy in 1983 were 38 830 gigawatt hours, an increase of 13.5 percent over the previous year.

FIGURE 3

IMPORTS OF PETROLEUM, NATURAL GAS AND ELECTRICITY



Exploration and Development Activity

In 1983 exploratory and development drilling in Canada increased by 19.0 percent over the previous year. Approximately 7 150 wells were drilled in 1983, compared to 6 000 in 1982.

The most notable increases in drilling activity occurred in Saskatchewan and Manitoba, and

IMPORTS OF PETROLEUM, NATURAL GAS AND ELECTRICITY
Unit: Petajoules Table 3

	1979	1980	1981	1982(p)	1983(e)
PETROLEUM	1 157.6	1 112.3	1 160.4	772.8	643.3
ELECTRICITY	18.9	31.0	15.8	30.1	33.5
NATURAL GAS*	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1
TOTAL	**1 176.6**	**1 143.4**	**1 176.3**	**803.1**	**676.9**

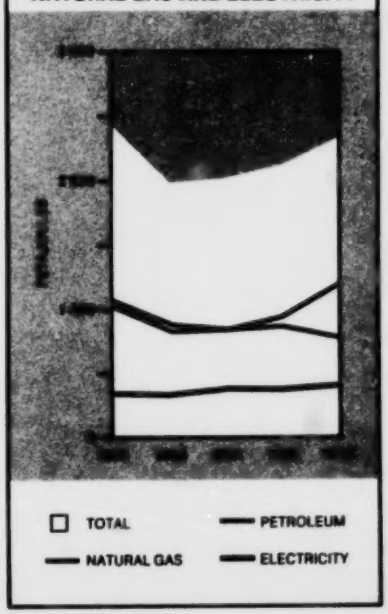
(p) preliminary (e) estimates
* Insufficient quantities to show on graph

were attributable mainly to oil development and exploration. In Saskatchewan 1 800 wells were drilled compared with 808 in the previous year, while Manitoba's drilling increased to 250 wells from 190. Alberta experienced a marginal increase to 4 800 wells from 4 750 in 1982. British Columbia was the only western province which registered a decrease in drilling activity, from 108 wells in 1982 to 71 in 1983.

On Canada lands, in areas of the Yukon Territory and the Northwest Territories mainland, the Mackenzie Delta — Beaufort Sea area, the Arctic Islands and the East Coast offshore region, 87 wells were drilled, compared with 48 in 1982 and 21 in 1981. The increase over the two previous years was due mainly to drilling undertaken to develop the Norman Wells oil field.

FIGURE 4

EXPORTS OF PETROLEUM, NATURAL GAS AND ELECTRICITY



The number of available drilling rigs in Canada increased slightly from 495 in 1982 to 510 in 1983. Utilization of these rigs, however, decreased to 37.0 percent from 45.0 percent in 1982.

The number of geophysical crews active in Canada was significantly increased over the previous year, reflecting the industry's pursuit of new oil accumulations in Alberta, Saskatchewan and Manitoba.

The following is a more detailed account of significant drilling activity during 1983. (Locations are identified on the accompanying map.)

Alberta

The effects of reduced gas exports and the New Oil Reference Price (NORP) were reflected in industry's continued emphasis on oil targeted exploration and development activity in 1983. The concentration of accelerated activity was generally in areas of known oil production. In these areas, primarily in northwestern and west-central Alberta (1 to 7), small scattered oil accumulations contributed significantly to provincial production.

British Columbia

For the second consecutive year, drilling in British Columbia declined significantly. This was principally the result of depressed gas export markets. In the northwestern part of the province, where most of the exploration and development drilling is focused, an oil discovery was made in an area which historically had exhibited primarily natural gas occurrence (8). More than half of the wells drilled in the province in 1983 were either in or near established oil pools (9).

Saskatchewan

Changes in tax regulations and provincial oil royalties, coupled with an increase in natural gas prices, stimulated drilling activity to an all-time high in Saskatchewan during 1983. The main focus was on development of existing oil pools and on new discoveries in the highly prospective heavy oil belt in the west-central part of the province (10). In southwestern Saskatchewan (11) drilling activity was concentrated on the development of shallow gas reserves.

EXPORTS OF PETROLEUM, NATURAL GAS AND ELECTRICITY
Unit: Petajoules Table 4

	1979	1980	1981	1982(p)	1983(e)
NATURAL GAS	1 089.7	863.1	823.6	850.1	770.6
PETROLEUM	1 002.0	810.3	826.2	935.1	1 172.8
ELECTRICITY	331.1	318.4	373.2	361.0	409.7
TOTAL	**2 422.8**	**1 991.8**	**2 023.0**	**2 146.2**	**2 353.1**

(p) preliminary
(e) estimates

Manitoba

Development of oil reserves in the Waskada area (12) continued, with 250 wells being completed in 1983, a 30.0 percent increase over the previous year.

Yukon and Northwest Territories Mainland

During 1983, 63 wells were drilled compared with 29 wells in 1982. Development of the Norman Wells oil field (13) for the purpose of a waterflood program accounted for the drilling of 60 wells. Approximately half of the wells planned for this project have been drilled to date.

Elsewhere three exploratory wells were drilled and subsequently abandoned.

Mackenzie Delta - Beaufort Sea

Activity in the Mackenzie Delta - Beaufort Sea region during 1983 was extensive, both onshore and offshore.

On the Tuk Peninsula, Esso PEX Home et al abandoned wells at Natagnak O-59 and Pikiolik G-21 as no hydrocarbons were encountered. At year end, the Esso PCI Home et al Nuna A-10 and Tuk M-09 wells were being drilled (14).

Offshore in the Beaufort Sea, the Esso PEX Home et al Itiyok I-27 well (15), located 12 km southeast of the 1980 oil and gas discovery at Issungnak, recovered oil and gas from a number of thin sands and has been classified as a significant oil and natural gas discovery. Esso Home et al Kadluk O-07 (16), a well located 14 km southeast of the 1980 Tarsiut discovery, was being drilled at year end from a Caisson Retained Island (CRI), a sand platform retained by a massive steel ring.

The Dome Texaco et al Uviluk P-66 well (17), located 21 km northeast of the Ukalerk C-50 gas discovery of 1977, was drilled utilizing the Single Steel Drilling Caisson (SSDC), a converted tanker resting on a pre-built sand berm. Only small amounts of oil were recovered from tests and the well was subsequently abandoned.

Because of ice conditions, drilling from drillships was suspended for the drilling season at the Dome et al Siulik I-05, Havik B-41, Natiak O-44 and Arluk E-90 well locations. Drilling at these locations is due to resume in 1984.

Gulf et al Pitsiulak A-05, the first well to be drilled by Gulf's new Conical Drilling Unit (CDU), a floating conical unit using anchors for positioning, is located 16 km west of Tarsiut. The well was suspended for the season as deteriorating ice conditions fo cessation of drilling operation Drilling was also suspended a Gulf et al Amauligak I-44 well to ice conditions, while Gulf et Kogyuk N-67 was being drille from a SSDC at year end.

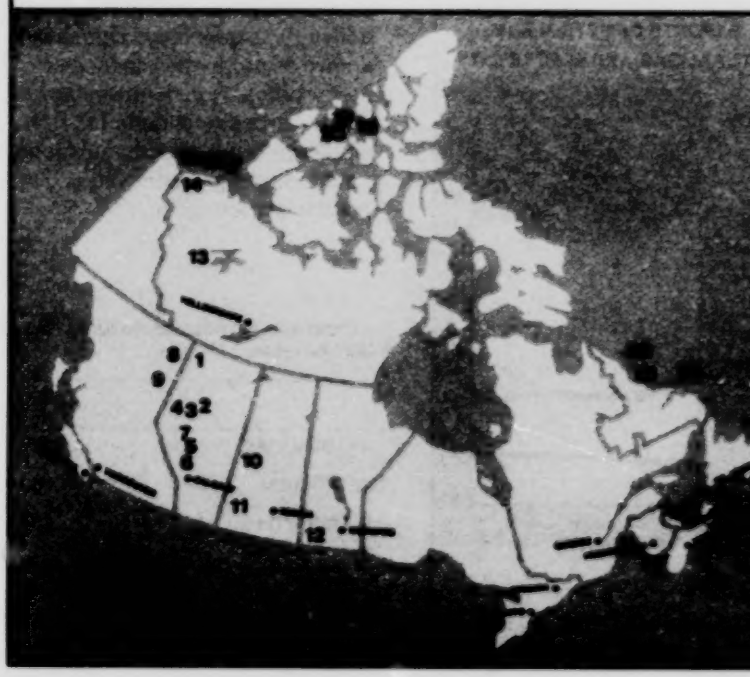
Arctic Islands

Panarctic et al Cisco K-58 (18 well drilled 5 km north of the C B-66 oil and gas discovery of 1981, was abandoned after flowing oil at non-commercial rates.

Panarctic et al Cape MacMillan 2K-15 (19), an exploratory well located 40 km east of the King Christian gas was classified as a significant natural gas discovery.

FIGURE 5

OIL AND GAS DEVELOPMENTS



Panarctic et al abandoned Grenadier A-26 (19), a well drilled from a reinforced ice platform approximately 50 km south of the King Christian gas field. The Panarctic et al Marryatt K-71 well (20), located approximately 6 km southwest of the Drake Point gas field was also abandoned after natural gas was recovered at low flow rates.

Panarctic et al Sherard Bay F-34 (20), a well located 20 km south of the Drake Point gas field, was being drilled at year end.

East Coast Offshore

On the Scotian Shelf, delineation drilling continued at the Venture field (21), 210 kilometres from the coast of Nova Scotia and 16 km east of Sable Island.

Mobil et al Venture B-52, the third delineation well, evaluated the southwestern sector of the structure. Many of the reservoir sands tested water, indicating pool limits in that direction.

Mobil et al Venture H-22, the fourth delineation well at Venture, located on the southeastern part of the structure, was being drilled at year end.

Near Venture, on separate geological structures, four exploratory wells were drilled at Mobil Texaco PEX Olympia A-12 and South Venture O-59, and at Mobil et al Bluenose 2G-47 and Arcadia J-16 well locations. Generally, small gas flow rates and disappointing reservoir characteristics were observed.

Elsewhere on the Scotian Shelf, Petro-Canada et al West Esperanto B-78 (22) and Southwest Banquereau F-34 (23), Shell et al Shubenacadie H-100 (24), and Shell Petro-Canada et al Glenelg J-48 (25) were abandoned, while Shell Petro-Canada et al Uniake G-72, Husky-Bow Valley et al at Glooscap C-63, Shell PCI et al Alma F-67, and Home et al Louisbourg J-47 were drilling at year end.

In the Gulf of St. Lawrence, Irving-Chevron Texaco Cablehead E-95 (26) was abandoned, and Petro-Canada St. Paul P-91 was drilling at year end (26), while in the Bay of Fundy Irving-Chevron et al Cape Spencer #1 (27) was abandoned. This was the first well to be drilled in the Bay of Fundy.

On the Grand Banks, Mobil and partners continued delineation drilling at the Hibernia field (28), located 325 km east of St. John's, Newfoundland, with four wells drilled during the year. To date, there have been nine wells drilled in the Hibernia field.

Hibernia I-46, the sixth delineation well in the field, was drilled 5.8 km west of the Hibernia P-15 discovery well, to evaluate the west side of the structure. Flow rates were disappointing compared to those from previous wells in the field.

The Hibernia J-34 well, drilled by the ill-fated Ocean Ranger, was subsequently re-entered. Oil flows were recorded from four out of five zones tested and the well was classified as a suspended oil and gas well. In late 1983, Hibernia B-27 was also classified as a suspended oil and gas well after significant flow rates were tested from eight zones. At Hibernia K-14, the eighth delineation well, the testing program was being completed at year end.

Recent well results underline the extremely complex nature of the Hibernia field. Subsequent geological and geophysical evaluation should provide a better understanding of this accumulation.

Elsewhere on the Grand Banks, Mobil et al North Dana I-43 (29) and Trave E-87 (29) and Petro-Canada Terra Nova K-08 (28) wells were being drilled at year end, while the Mobil et al Bonanza M-71 (29) and Rankin M-36 wells (28) were abandoned.

Little encouragement was realized from drilling results on the Labrador Shelf in 1983. Three wells were abandoned: Petro-Canada et al Pothurst P-19 (30), and Corte Real P-85, (31) and Canterra et al South Hopedale L-39 (31). The Petro-Canada et al Pining E-16 (32) well was suspended temporarily after mechanical problems prohibited further drilling.

OIL AND GAS RESERVES

The Board's estimate of remaining established reserves of conventional crude oil as of 31 December 1982 was 735.7 million cubic metres, 20.2 million cubic metres greater than the 31 December 1981 estimate.[1] Initial established reserves at 31 December 1982 were estimated at 2420.7 million cubic metres, an increase of 84.6 million cubic metres from the final 31 December 1981 estimate of 2336.1 million cubic metres. Production in 1982 was 64.4 million cubic metres.

In the Board's June 1981 report, Canadian Supply and Demand 1980-2000, established reserves of 50 million cubic metres were credited to the offshore Hibernia field, east of Newfoundland, based on the results of three successful oil wells drilled in the field at the time the

1 The Board's year end estimates are not available until late in the year following.

FIGURE 6

ESTIMATED ESTABLISHED RESERVES OF CONVENTIONAL CRUDE OIL FROM CONVENTIONAL PRODUCING AREAS

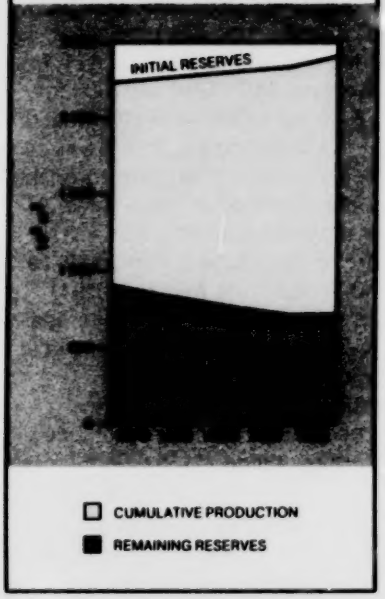
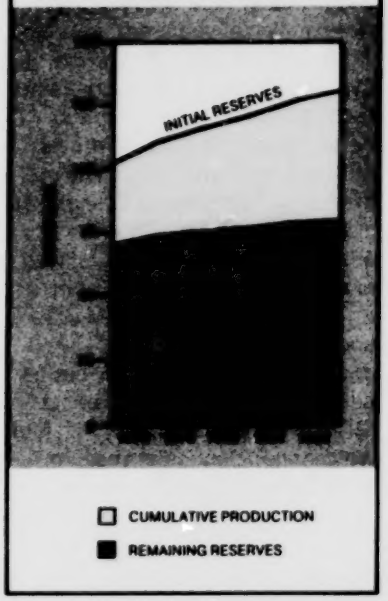


FIGURE 7

ESTIMATED ESTABLISHED RESERVES OF MARKETABLE NATURAL GAS FROM CONVENTIONAL PRODUCING AREAS



ESTIMATED ESTABLISHED RESERVES OF MARKETABLE NATURAL GAS AT 31 DECEMBER 1982
(EXAJOULES)

	Initial	Remaining
British Columbia	15.9	9.7
Alberta	109.6	69.3
Saskatchewan	2.8	1.7
Southern Yukon and Northwest Territories	0.6	0.4
Ontario and Other Eastern Producing Areas	1.1	0.3
Total	**130.0**	**81.4**
Mackenzie Delta	5.6	5.6
Arctic Islands	12.0	12.0
Canada Total	**147.6**	**99.0**

ESTIMATED ESTABLISHED RESERVES OF CONVENTIONAL CRUDE OIL AT 31 DECEMBER 1982
(MILLION CUBIC METRES)

	Initial	Remaining
British Columbia	80.4	23.9
Alberta	1868.9	567.8
Saskatchewan	392.6	100.4
Manitoba	29.1	7.5
Northwest Territories	39.9	35.6
Ontario	9.8	0.6
Canada Total	**2420.7**	**735.7***

Note: Propane, butanes and pentanes plus are not included.

* Total does not equal sum of components due to rounding.

estimate was made. To date, nine wells have been drilled. The Board's estimate of established reserves for the Hibernia field remains unchanged until more definitive information becomes available. No established reserves for oil are currently being recognized by the Board for other frontier regions. The Board's estimate of established reserves may be made as the result of the energy supply and demand update currently being undertaken.

The Board's estimate of remaining established reserves of marketable natural gas in the conventional producing areas as of 31 December 1982 is 81.4 exajoules, 0.6 exajoules higher than its 31 December 1981 estimate. Initial established reserves at 31 December 1982 were estimated at 130.0 exajoules, an increase of 3.4 exajoules from the final 31 December 1981 estimate of 126.6 exajoules. Production in 1982 was 2.8 exajoules.

Net additions to initial established marketable natural gas reserves in conventional producing areas during 1982 were 3.4 exajoules. Increases of 2.9 exajoules in Alberta and 0.5 exajoules in British Columbia were recorded.

The estimate for natural gas in the frontier regions is 17.6 exajoules, which remains unchanged from the 31 December 1981 estimate. In frontier regions, the Board recognizes established reserves only in the Mackenzie Delta area and in the Arctic Islands.

Report on Operations

CRUDE OIL AND PETROLEUM PRODUCTS

The experiences of 1983 suggest that the steep downturn in world oil demand since 1979 was more than a short-term phenomenon related to the level of economic activity, having deeper origins involving basic structural change which in turn led to a reduction of expectations in an industry accustomed to decades of rapid growth. Operations of the international oil industry continued to contract during this past year, with no sign of a trend toward recovery to earlier levels of activity. Responding to a further 2.5 percent decline in demand, world oil production outside of the centrally planned economies[1] averaged 6.6 million cubic metres per day which was 8.8 percent lower than 1982 and 20.0 percent below that of the peak year of 1979.

The impact on some producing countries of the decline in oil demand, and the ensuing price weakness was damaging to their economies. The resulting loss of oil revenues contributed to serious difficulties of foreign indebtedness for several countries. The cohesion of the Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) was strained, but an agreement reached in March 1983 on the reduction of the OPEC price structure and its revised production output ceilings was sufficient to avert a general price collapse. Throughout the remainder of the year, worldwide oil markets remained soft as a result of a decline in the volume of oil trade and a substantial reduction in inventory levels. Spot prices showed volatility at times, but, in contrast with the experience of only a few years earlier, political crises in or near producing regions failed to elicit exaggerated response in spot markets. The problems of already existing overcapacity in the marine transport industry were worsened by a reduction of east-west transatlantic oil movements.

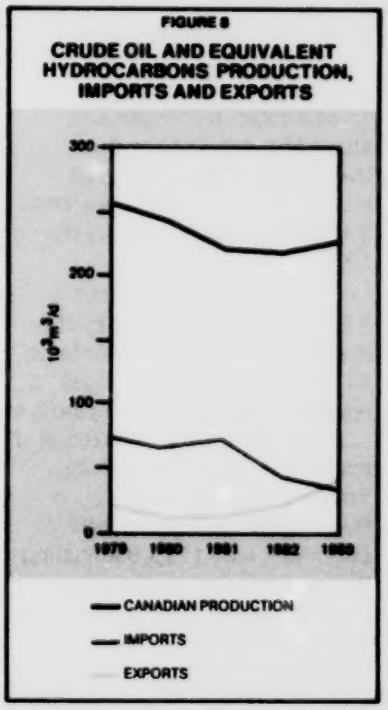
Some of these features of the international petroleum scene in 1983 were also reflected in the Canadian petroleum situation, as for example in the case of crude oil feedstock imports, which declined to 12.8 million cubic metres in 1983.

The Canadian oil scene continued to be highlighted during 1983 by reduced domestic demand for refined petroleum products. This lower product demand, accompanied by refinery closures and significant reductions in crude oil and product inventories, contributed to the shut-in of an average 19 000 cubic metres per day of domestic light crude oil production during the first five months of 1983. Reductions in inventories in the first half of the year occurred in large part in anticipation of a 1 July 1983 reduction in the Petroleum Compensation Charge (PCC), which did not materialize. To alleviate the effect of shut-in domestic light crude oil production, the Board licensed the export of 4 338 000 cubic metres of light crude oil over the months of April to December. Domestic demand for Canadian light crude oil subsequently strengthened and exceeded available supply from June to December, necessitating an allocation of domestic light crude oil. This increased Canadian demand for domestic light crude oil reflected replenishment of

1 As defined by the International Energy Agency.

FIGURE 8

CRUDE OIL AND EQUIVALENT HYDROCARBONS PRODUCTION, IMPORTS AND EXPORTS



CRUDE OIL AND EQUIVALENT HYDROCARBONS PRODUCTION, IMPORTS AND EXPORTS
Unit: $10^3m^3/d$ Table 8

	1979	1980	1981	1982(e)	1983(e)
CANADIAN PRODUCTION	256.497	244.612	220.110	217.707	230.229
IMPORTS	76.146	69.629	71.403	43.751	33.818
EXPORTS	24.972	14.834	15.798	24.818	42.832

(p) preliminary
(e) estimates

depleted inventories and the attractive economics of domestic crudes over equivalent quality offshore crude. This stimulus was aided by the continued subsidy of the movement of domestic light crude oil to Atlantic refiners. As a result of these circumstances, deliveries to the Atlantic region through trans-shipment from Montreal or via eastern Canadian exchange arrangements averaged some 7 400 cubic metres per day over the year. Despite the shut-in of domestic light crude oil during the first half of 1983, deliveries of domestic crude oil and equivalent hydrocarbons to Canadian refineries approximated 1982 levels, whereas crude oil imports dropped by 22.5 percent.

Canadian demand during the year for the main petroleum products (gasoline, middle distillates, heavy fuel oil) declined by 7.2 percent from 1982 levels, with the Atlantic and Quebec regions leading the downward trend. Demand for heavy fuel oil plummeted by 24.7 percent during 1983, while motor gasoline and middle distillate demand fell by 5.2 and 2.6 percent, respectively.

Canadian refinery crude runs were 4.7 percent lower in 1983 than the year before, declining by about 11 500 cubic metres per day, to 232 100 cubic metres per day. Atlantic and Quebec refineries' throughput declined from an average 89 200 cubic metres per day in 1982 to about 77 500 cubic metres per day in 1983. During 1983, crude runs west of Quebec approximated 1982 levels.

One of the most significant results of reduced oil product demand was the number of refinery closures. The Canadian refining industry is in the midst of restructuring processing arrangements and facilities to meet the changing trend in product demand toward light products and lower demand levels. This restructuring process has resulted in the closing of uneconomical plants and the upgrading of others.

The Board's practice of providing a monthly overview of the oil supply/demand balance in Canada to industry representatives and federal and provincial officials was maintained.

Exports and Exchanges

Surplus volumes of heavy crude oil continued to be exported to refiners in the northwestern United States. These exports averaged a record level of 31 775 cubic metres per day, exceeding that achieved in 1982 by 43.0 percent. These higher exports can be attributed to the increased surplus and the ability of export markets to absorb the Canadian oil. The U.S. market demand was reinforced by competitive pricing of the Canadian oil, the continuation of yearly licensing, which was introduced in 1982, and the expansion of the market area to include Montana refineries.

In April of 1983, the Board licensed a significant volume of light crude oil for export, especially the sour grades that are not as attractive to most Canadian refiners (these exports were in addition to the small exports of available light crude oil not readily accessible to Canadian refiners). This move was designed to assist Canadian producers whose cash flow was being eroded because lower Canadian demand did not require utilization of full production capability. Notwithstanding the soft international market and the general expectation of falling prices, exports of light crude reached a peak of 16 328 cubic metres per day in July averaging out at 8 710 cubic metres per day for the year. Exports of partially processed synthetic crude oil averaged 2 347 cubic metres per day in 1983.

The decline in crude oil requirements of U.S. refineries in 1983 contributed to a substantial reduction of approximately 71.0 percent to 2 674 cubic metres per day in the volumes being exported under mid-continent exchanges through which domestic crude oil is exported from Western Canada to U.S. refiners against the receipt of U.S. domestic crude oil in Canada. Eastern Canadian exchanges requiring Canadian crude oil to be exported to U.S. refiners in return for offshore shipments delivered to Eastern Canada averaged 2 185 cubic metres per day.

Bulk exports of licensed petroleum products averaged 15 462 cubic metres per day, about 45.0 percent higher than those of 1982. Licensed imports of heavy fuel oil averaged 3 153 cubic metres per day during 1983.

Licensees reported that 3 585 cubic metres per day of marine and aviation bunker fuels were exported under licences issued by the Board during the first four months of 1983. As a result of the April Budget, the National Energy Board Act Part VI Regulations were amended effective 1 May 1983, eliminating the export licensing of marine and aviation bunker fuels consumed in international transportation. The Transportation Fuel Compensation Recovery (TFCR) Charge applied

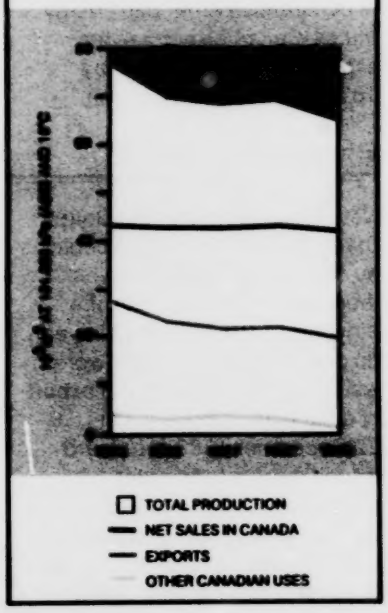
to exports of marine bunkers under a program administered by the Board, and the prescribed range of prices set by the Governor in Council applied to aviation bunkers used on international flights, were also discontinued effective 1 May 1983 in view of the narrowing spread between world and domestic oil prices.

Revenue Sharing

The Board continued to administer the program providing for the equal sharing of crude oil export charge revenues with the producing provinces. Negotiations were commenced in May 1983 to revise procedures for sharing the charge revenues in order to reflect more accurately the proportions of oil originating in individual producing provinces. Since the inception of the program in November 1980, approximately $769 million of oil export charge revenues have been redistributed to the producing provinces. In 1983 approximately $144 million were redistributed.

FIGURE 9

NATURAL GAS PRODUCTION



NATURAL GAS AND GAS PRODUCTS

Production and sales of natural gas in 1983, influenced by economic recession and competition from surplus U.S. gas which reduced exports, declined slightly from the 1982 levels. Net sales of natural gas in Canada during 1983 decreased by 3.0 percent, and exports to the United States declined by 9.1 percent. Production in British Columbia decreased by 7.1 percent, while production in Alberta declined by 4.7 percent from the 1982 production levels.

Natural Gas Production and Consumption

In 1983, Canadian production of marketable natural gas decreased by 5 019.0 million cubic metres from the 1982 levels, a decrease of 7.2 percent. Net sales of natural gas in Canada during 1983 decreased by 1 295.0 million cubic metres, a reduction of approximately 3.0 percent. Consumption in the residential sector declined by 10.2 percent while the commercial sector registered a decline of 7.1 percent. The industrial sector, which represents approximately 52.3 percent of total net sales in Canada, increased 3.1 percent reflecting an improvement in the economy. During 1983, the supply of natural gas from Western Canada was extended to Quebec City following completion of the Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. facilities.

Domestic Natural Gas Pricing

The Energy Administration Act (EAA), formerly the Petroleum Administration Act, assigns responsibility for the administration of domestic natural gas pricing to the Board. Part III of the EAA provides the Government with the authority to achieve a

NATURAL GAS PRODUCTION*
Unit: $10^9 m^3$ at 101.325 kPa (abs) and 15°C

Table 9

	1979	1980	1981	1982(p)	1983(e)
NET SALES IN CANADA	43.495	43.901	42.886	43.888	42.593
EXPORTS	28.344	22.563	21.584	22.197	20.169
OTHER CANADIAN USES**	3.865	2.581	3.635	3.439	1.743
TOTAL PRODUCTION* **	**75.704**	**69.045**	**68.105**	**69.524**	**64.505**

(p) preliminary
(e) estimates
*Based on Statistics Canada monthly publications 55-002 and 26-006. These statistics are on a different basis than those in Statistics Canada quarterly publication 57-003 which is used in the preparation of forecasts for Board Energy Supply and Demand reports.

**Includes Pipeline Fuel and Losses and Other Deliveries, less Imports and Inventory Changes.

***Marketable Pipeline Gas.

uniform price, exclusive of transportation and service costs, for natural gas sold within Canada, but outside the province of production. The EAA serves as a mechanism to enable the government to achieve a balanced relationship between the prices of natural gas and alternative fuels sold in Canada. The Act also helps to achieve a balance between the interests of consumers and producers in Canada, while encouraging the discovery, development and production of natural gas.

Under section 50 of the Act, the Minister of Energy, Mines and Resources may enter into an agreement with the government of a producing province to establish prices for natural gas produced in the province for sale outside that province. On 1 September 1981, a new Federal/Alberta pricing agreement was reached, which came into effect on 1 November 1981. The Agreement provided for natural gas price increases at the Alberta border of 23.3 cents per gigajoule every six months until 31 January 1987. In 1983, the Alberta border price was set at 240.1 cents per gigajoule and 263.4 cents per gigajoule effective 1 February and 1 August, respectively. On 30 June 1983, an amendment to the September 1981 Agreement was signed. Under the Amendment, the six-month changes in the price of gas at the Alberta border for the period 1 August 1983 to 31 January 1985 would be calculated on the basis of maintaining the ratio of the price of gas to 65.0 percent of the price of domestic crude oil delivered at the Toronto city gate. The establishment of the price of gas at the Alberta border to maintain the gas/oil price ratio at 65.0 percent would only take effect after the Natural Gas and Gas Liquids Tax (NGGLT) had been reduced to zero and when the aggregate increases over the period in the transmission tolls for gas to the Eastern Zone of TransCanada's pipeline system had been held to 5.0 percent from the 1 February 1983 levels.

The NGGLT on marketable pipeline gas, under the Natural Gas and Gas Liquids Tax Regulations, was decreased on 1 February 1983 from 63 cents per gigajoule to 45 cents per gigajoule and on 1 August 1983 to 15 cents per gigajoule. The Canadian Ownership Special Charge on natural gas of 14.0 cents per gigajoule, authorized under Part III.2 of the EAA, remained unchanged during the year.

Natural Gas Exports

During 1983, the pressures on Canadian gas exports to the United States became even more severe than in the previous year. They resulted not only from a fall in total American demand for gas, but also from severe price competition encountered in the United States marketplace from residual fuel oil and from United States domestic gas supplies. Because of these factors, the amount of Canadian gas exported was to only 43.0 percent of the total authorized volume from 1 November 1982 to 31 October 1983. Natural gas exports to the United States during 1983 totalled 20 168.8 million cubic metres, approximately 9.1 percent less than exports during the previous year.

In response to declining world oil prices and increasing price competitiveness in U.S. markets, the Government, on 11 April 1983, reduced the export price for gas from $U.S. 4.60 per gigajoule to $U.S. 4.10 per gigajoule. On 6 July 1983, the Minister of Energy, Mines and Resources announced the introduction of a Volume Related Incentive Pricing (VRIP) program for exports of natural gas to the United States. The VRIP program will operate for two years, ending 31 October 1984. During the first year, Canadian exporters were able to sell gas, in excess of an established base quantity, at an incentive price of $U.S. 3.17 per gigajoule. The base quantity was equal to 50.0 percent of the annual authorized licence level in most cases. A modification to the VRIP program was announced on 1 November 1983 under which exporters are permitted to sell some component of the gas exported each month at the incentive price.

In 1983, as a result of declining United States gas demand and the necessity to lower Canadian export prices in the light of competitive American energy prices, Canadian natural gas export revenues declined by 18.0 percent to $3.94 billion.

Ethane and Ethylene

Net ethane exports to the United States totalled 2.8 million cubic metres during 1983, whereas there were no net exports of ethylene in 1983. During the year, no new licences or orders were issued by the Board for the export of ethane and ethylene. On 22 December 1983, the Board issued a short-term order authorizing Dome Petroleum Limited to import 160 thousand cubic metres of ethane at Sarnia, Ontario, until 31 March 1984.

Export Control of Propane and Butanes

In 1983, the Board authorized exports of propane and butanes (LPGs) under licences and orders, and set minimum export prices f.o.b. Alberta applicable to all LPG exports. The Board's minimum export prices for LPGs, normally established monthly, ranged from 10.5 cents per litre to 12.5 cents per litre f.o.b. Alberta for propane and from 15.5 cents per litre to 17.5 cents per litre f.o.b. Alberta for butanes. The Board estimated the total net Canadian production for propane and butanes to be 6.6 million cubic metres and 3.9 million cubic metres, respectively, during 1983.

Canadian requirements for propane were estimated to be 3.8 million cubic metres, 31.0 percent more than the 1982-83 allocation year, while Canadian requirements for butanes were estimated to be 1.6 million cubic metres, approximately 50.0 percent more than the previous allocation year. In its calculation of domestic supply of propane, the Board included 538 000 cubic metres of domestic volume remaining in inventory on 31 March 1983.

The export share of the Canadian production of propane was calculated at 45.0 percent at the beginning of the 1983-84 export allocation year and was decreased to 42.5 percent in August 1983, retroactive to 1 April 1983. The decrease in the export share of propane production was necessitated by an increase in domestic retail sales and by the increased use of propane as a petrochemical feedstock. The export share of the Canadian production of butanes remained at the 70.0 percent level for the period 1 April 1983 to 30 September 1983, at which time, the export share percentage was removed, permitting exporters to export butanes without any quantity restrictions for the remainder of the 1983-84 export allocation year. Despite this relaxation of controls, exports of butanes continued to require Board authorization for monitoring purposes and continued to be subject to the minimum export price set by the Board from time to time. This change in the program resulted from the Board's determination that sufficient supplies of butanes could be assured to satisfy anticipated Canadian demand.

For the calendar year 1983, the estimated total volume of propane exported from Canada was 2.9 million cubic metres, 44.0 percent of estimated total net production. For butanes, the estimated total volume exported in 1983 was 2.3 million cubic metres, 59.0 percent of the total estimated net Canadian production. In 1983, the predominant market for Canadian exports continued to be the United States, with approximately 12.6 percent of propane exports going to Japan and a minimal volume of propane exported to the French Islands of Saint-Pierre-et-Miquelon. All butanes exported were to the United States. The inventory of propane during 1983 ranged from a low of 680 thousand cubic metres to a high of 1 150 thousand cubic metres, while the underground inventory for butanes ranged from 313 thousand cubic metres to 717 thousand cubic metres.

PIPELINE ACTIVITIES

Applications for New Facilities

GAS

In February 1983, Dome Petroleum filed an application for authorization to construct the Western Liquefied Natural Gas (LNG) Project, a liquefaction plant on the West Coast at Grassy Point, B.C., approximately 28 km northwest of Prince Rupert. The plant is intended to liquefy 2.4 exajoules of gas for export to Japan over a 15-year period approved by the Board in January 1983. Phase I of the hearing, which was completed during the year, included the review of engineering design, environmental and socio-economic impact, public safety, and markets. The timing of the second phase, which will include the evaluation of the project's economic viability and the availability of an assured supply of gas, depends on the submission of further important data by the company.

In connection with the Western LNG Project, Westcoast Transmission Company Limited applied in May 1983 for a project involving the construction of the transmission facilities that would be required to transport gas to the liquefaction plant (Fig. 1). The major components of the project are 600 km of 610 mm Outside Diameter (O.D.) pipeline, 162 km of 559 mm O.D. pipeline, and 18 km of 914 mm and 1067 mm O.D. pipelines to provide additional looping on Westcoast's existing mainline system, four compressor stations of 48 megawatt (MW) total power and an additional 3 MW uprating

of an existing station, and three meter stations. The development of proposed storage facilities at Aitken Creek in the Peace River District of B.C. as part of the LNG project is also under review.

Westcoast also applied, and was authorized by the Board, to construct two meter stations, one at Hixon and the other at Tumbler Ridge, for use on its existing facilities. The Board also approved applications by Westcoast for additions and modifications to compressor stations, as well as for a general annual upgrading of other company facilities.

TransCanada PipeLines Ltd. filed an application in October 1982 for additional facilities along the Niagara line portion of the TransCanada system to accommodate anticipated increases in export sales and other requirements. Owing to the Board's decision in January 1983 to approve less than half the applied-for additional quantities sought by TransCanada for sale to the United States (see table "Summary of Exports"), the company did not press consideration of its applications during the year. A revised application is expected in 1984.

TransCanada also has an application before the Board regarding the proposed abandonment of a portion of its Niagara system in Ontario. The portion extends 40 km from Maple to Lisgar. The company has also applied for modifications at Compressor Station 209 and the construction of a new temporary compressor station at Mainline valve (MLV) 211, both within the Niagara system. The latter application is directed at increasing the export capacity of the line to meet current requirements. Both applications are still under review. Also still under review is an application to construct a new compressor station at MLV 148 in St-Lazare, Quebec, to serve the TQM pipeline system.

TransCanada applied for and received approvals for the construction of meter stations in Quebec at Vaudreuil, Sabrevois, and Beauharnois in Quebec, and Brighton and Val Gagné in Ontario. It was also given approval to upgrade sections its system, a project consisting mainly of pipeline replacements in areas of increased population density, under-designed road crossings and highway construction. These replacements are necessary to comply with the existing Canadian standards on gas pipeline systems.

Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. was given approval in June 1983 to construct the Saint-Maurice and l'Assomption meter stations in the Province of Quebec.

The above-mentioned approvals, as well as all others issued by the Board during 1983 for new gas pipeline facilities, are listed in Appendix G-II.

OIL

With regard to oil pipeline facilities, Manito Pipelines Ltd. received Board approval in May 1983 to construct additional pipeline and other facilities for the company's Blackfoot to Hazeldine extension in Alberta near the Saskatchewan border.

In May 1982, Interprovincial Pipe Line Ltd. filed an application to upgrade its No. 8 line from crude oil to high vapour pressure[1] service. The project, which included the construction of a propane delivery and loading terminal in the township of Flamborough, Ont., was approved by the Board in May 1983. This decision as it relates to the location of these facilities is currently under review and is the subject of public hearings. This subject is covered in more detail in the section entitled Legal Matters. Also in May 1983, Interprovincial was given approval for additional injection facilities at Hardisty, Alberta.

Dome Petroleum Ltd. applied in May 1983 for the installation of additional pumping equipment at the Empress Pump Station in Alberta and at Laporte, Saskatchewan. These facilities will serve the Dome Kerrobert line, which carries natural gas liquids from Empress, Alberta to Kerrobert, Saskatchewan. The project was approved by the Board in September 1983.

In October 1983, Trans-Northern Pipelines filed an application for authorization to install four pumping units on its Eastern Line to increase the line's capacity for deliveries from Nanticoke, Ontario to Montreal.

Other approvals issued by the Board during 1983 for new oil pipeline facilities are included in Appendix 0-II.

Pipeline Construction and Operation

As a regulatory body, the Board is responsible for all matters relating to the construction of oil and gas pipelines, monitoring the prudence

1 The definition of a high vapour pressure pipeline is a pipeline transporting hydrocarbons as hydrocarbon mixtures in the liquid or quasi-liquid state with vapour pressure in excess of 240 kPa at 38°C.

FIGURE 10

OIL & PRODUCT PIPELINE COMPANIES REGULATED BY THE N.E.B.

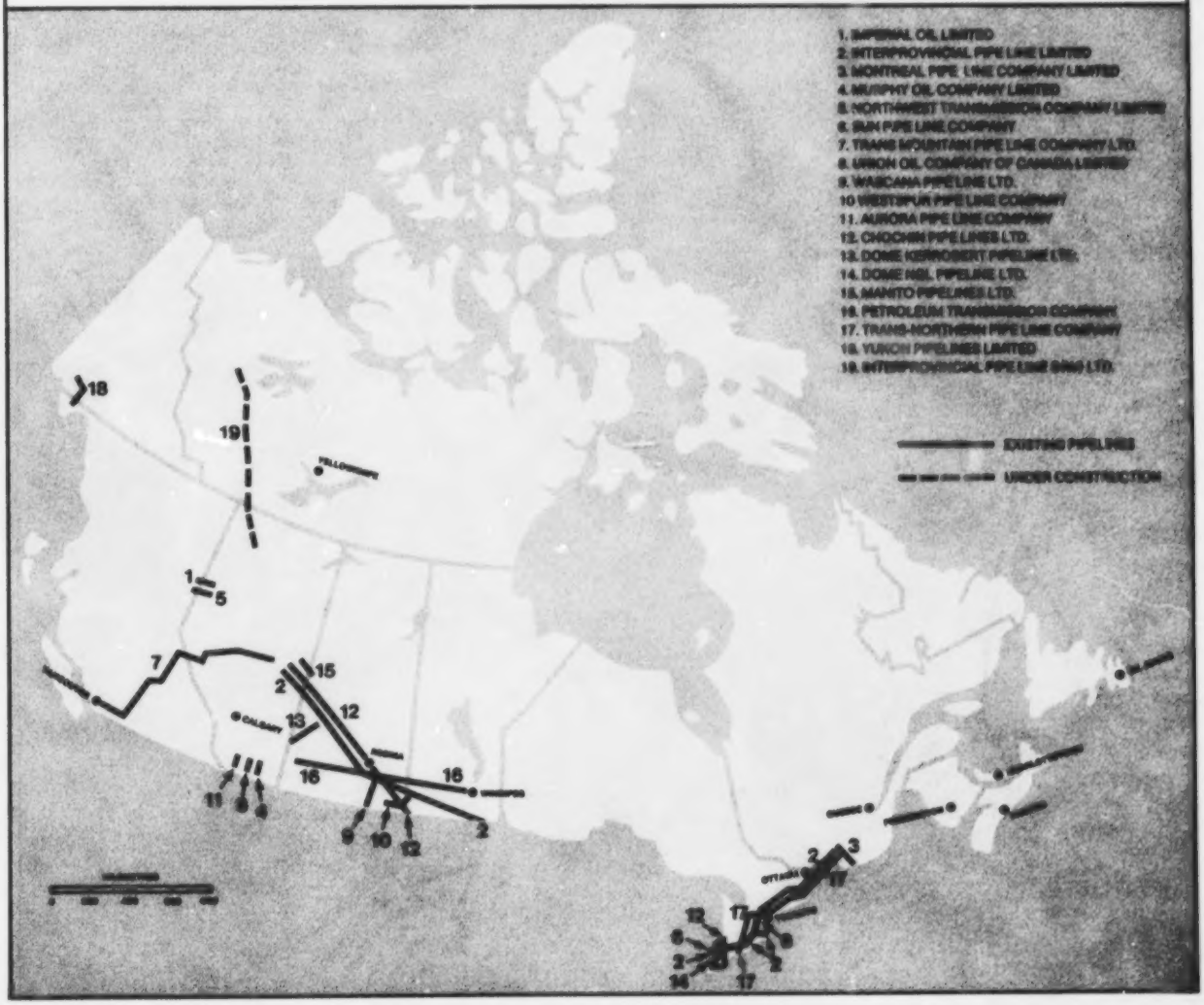
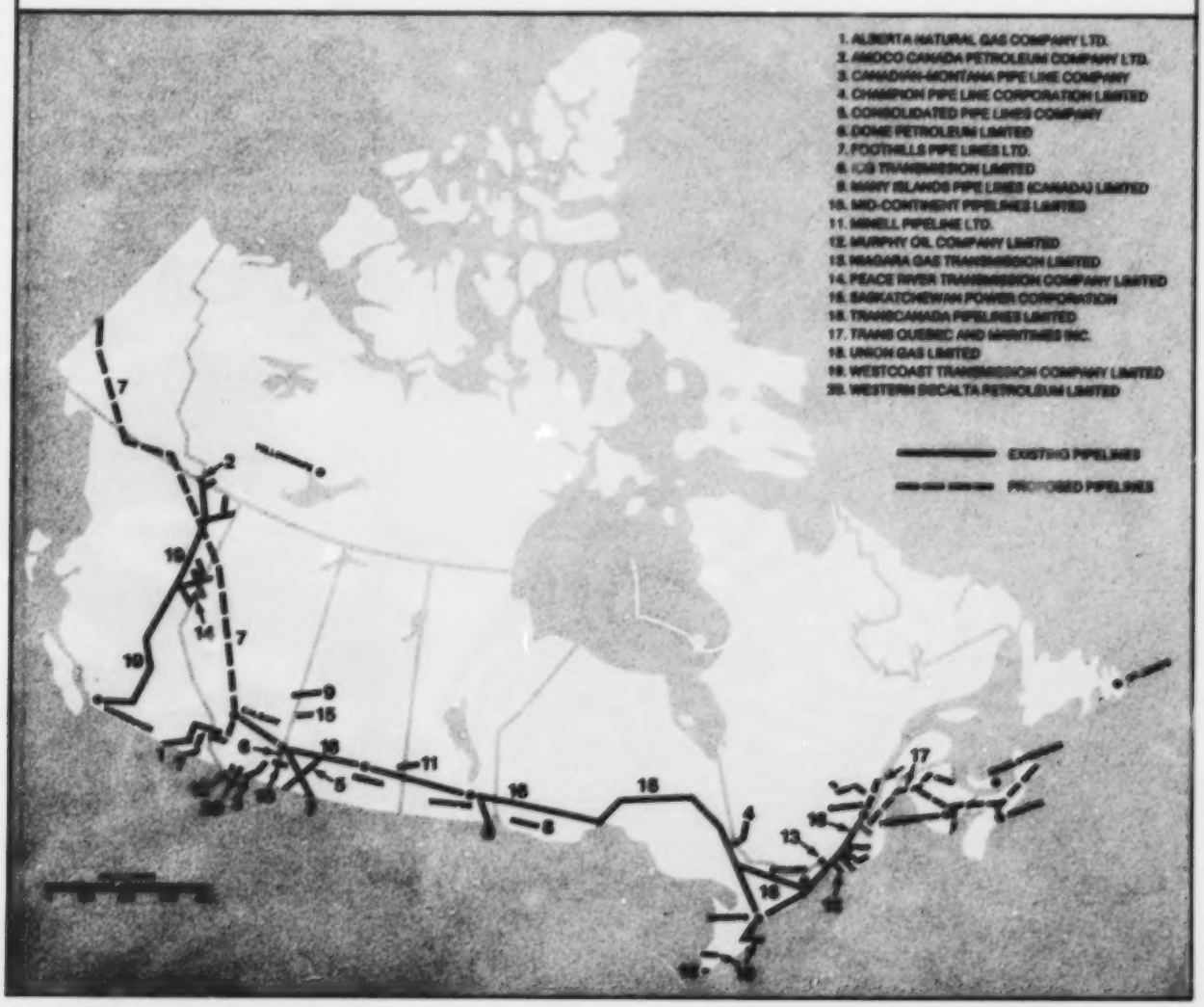


FIGURE 11

GAS PIPELINE COMPANIES REGULATED BY THE N.E.B.



of actual expenditures, and ensuring that companies comply with safety and environmental regulations, Canadian standards and certificate terms and conditions, involving both engineering and environmental matters. Upon completion of pipeline construction, the Board is responsible for the comprehensive monitoring of pipeline operations and investigation of pipeline operating incidents.

During the first half of 1983, the remaining portion of the Trans Québec & Maritimes mainline from Trois Rivières to Québec City was completed as well as the Québec West lateral and meter station. The Board's involvement with this construction included the review of design drawings, design changes during construction, hydrostatic test results, and the audit of radiographic films of field welds.

Among hydrostatic test documentation reviewed during 1983 was that for several meter stations and sales taps on TransCanada's mainline as well as their pipe replacement program in Ontario, Quebec, Manitoba and Saskatchewan, Trans Mountain's line retesting program, the three remaining compressor stations constructed on the Eastern leg of the Alaska Highway Gas Pipeline, several meter stations on Westcoast's system in British Columbia, and its Fort Nelson sulphur recovery plant, and a crude blend tank and associated piping on Manito's line at Kerrobert, Saskatchewan. Leave-to-open orders were issued following the satisfactory review of the above-mentioned test results.

During 1983, the Board continued its review of reports filed by Interprovincial Pipeline (NW) Ltd. concerning geotechnical, environmental and engineering issues on the line from Norman Wells, N.W.T. to Zama, Alberta. The reports included the design of pump stations, drainage and erosion control procedures, the environmental and construction inspection program for mainline and facility construction, material specifications, for line pipe, steel valves and fittings, a structural analysis and soil-pipe interaction study, and the crossing of rivers and geotechnically sensitive areas. Following an intensive review of these reports, leave-to-construct this line was issued by the Board on 10 June 1983. The Environmental Protection Plan for construction was approved on 2 November 1983 following an intensive review by the Board. All clearing activities, site development activities and the preparation for mainline construction on this line were closely monitored by the Board during the year.

The Board is currently reviewing its Oil and Gas Pipeline Regulations and Rules of Practice and Procedure with regard to improved methods of safety and technology. During 1983, the Board initiated an Industry/Regulatory committee through the Canadian Standards Association to draft standards applicable to future Canadian offshore pipelines. The drafting of these standards has been in progress since May and an initial draft should be completed early in 1984.

As part of the monitoring of the safe operation of pipelines, the Board reviewed reports on such items as fibre-reinforced pipe, stresses in buried lines at uncased crossings, testing procedures, the use of polyethylene liners in crude oil emulsion gathering lines, depth of cover requirements and the use of air testing on oil pipelines.

The Board also undertook several special studies and investigations related to the safety, environmental and engineering aspects of pipeline operations. These included a study on the environmental implications of pipeline crossings of watercourses, as well as the investigation of slopes and erosion problems on the Trans Québec & Maritimes line, odour problems at the Westridge terminal in Burnaby, B.C., on Trans Mountain's line and various landowner complaints on lines under the Board's jurisdiction.

Pipeline Inspection

The Board inspects the facilities of companies under its jurisdiction to ensure that environmental protection measures are being followed, employee and public safety are being protected, and facilities are constructed and maintained in a manner that meets the Board's standards.

During the early part of 1983, clearing was begun on the right-of-way of the oil pipeline to be built by Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.'s line from Norman Wells, NWT to Zama, Alberta. The inspection of this clearing was conducted by the Board to ensure that IPL's Environmental Protection Plan was being followed. Site development activities were also inspected during February and March of 1983, while the snow clearing of access roads and snow clearing and packing of the right-of-way were inspected during the fall. The

Board participated in an overflight of the pipeline right-of-way during the summer to view the effects of the clearing on the environment. A geotechnical reconnaissance of the cleared areas was also undertaken.

Construction inspection during 1983 included portions from Trois-Rivières to Québec City on the Trans Québec & Maritimes line, as well as their meter station at Québec City West, portions of TransCanada's pipe replacement program, and several replacement sections on Trans Mountain's line as well as their pump station upgrading program.

Hydrostatic tests were witnessed on TransCanada's line, Trans Mountain's line and the Trans Québec & Maritimes line.

Routine operational and safety inspections were conducted during the summer and fall of 1983 on the facilities of the majority of lines under the Board's jurisdiction.

In order to monitor the follow-up rehabilitative activities required of companies, monitoring reports filed to meet certificate conditions were reviewed and post-construction inspections were conducted on the Trans Québec & Maritimes line from St. Lazare and Boisbriand as far as Trois-Rivières, on the 1981 and 1982 facilities of TransCanada in Saskatchewan and Manitoba, and on the TransCanada pipe replacement program in southern Québec.

Pipeline Incidents

Several pipeline incident locations were visited to inspect the emergency, safety and environmental protection procedures in effect at the time of the incidents. These incidents included an oil spill on the Wascana line at Wascana Creek near Regina, Saskatchewan, an oil spill on the Interprovincial pipeline system near Strome, Alberta and an explosion at the purchase meter station on TransCanada's line near Liebenthal, Saskatchewan, which resulted in the death of one employee and injury to another.

The Board requires detailed reports of all incidents involving personal injury or fatality, or a leak, break, fire, explosion, failure on or malfunction of pipelines under its jurisdiction. These reports, combined with follow-up investigations, are major factors in improving pipeline standards, operational procedures, technological development and regulatory requirements.

SUMMARY OF CAUSES OF 1983 PIPELINE INCIDENTS

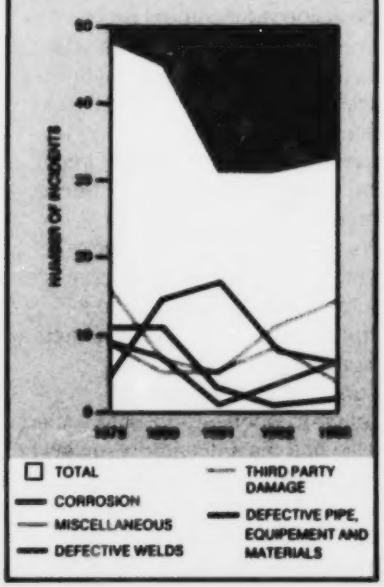
	Gas Pipelines	Oil and Product Pipelines	High Vapour Pressure Pipelines	Total
Corrosion		7		7
Equipment & Materials Failure	1	1		2
Defective Welds	3	1	2	6
Third Party Damage	1	3		4
Miscellaneous	4	9	1	14
TOTAL	**9**	**21**	**3**	**33**

CAUSES OF PIPELINE INCIDENTS - 1979-1983 **Table 12**

	1979	1980	1981	1982	1983
Corrosion	4	15	17	8	7
Equipment & Materials Failure	11	11	3	1	2
Defective Welds	9	7	1	3	6
Third Party Damage	8	5	5	8	4
Miscellaneous	16	7	5	11	14
TOTAL	**48**	**45**	**31**	**31**	**33**

FIGURE 12

CAUSES OF PIPELINE INCIDENTS



SPECIAL STUDIES

Study on the Cost of Regulation of Pipeline Construction

In February 1983, at the request of the Board, the Pipelines Branch initiated an investigation into the cost of regulation to pipeline companies. The report which resulted from this study was released in June 1983 under the title "Staff Study of the Cost to Pipeline Companies of NEB Regulation of Pipeline Construction: The Case of the North Bay Shortcut".

The study had two objectives. The first was to establish quantitatively the costs incurred by pipeline companies as a result of the NEB regulatory requirements. The second was to investigate ways by which these costs could be minimized without undermining regulatory objectives.

In cooperation with TransCanada PipeLines, Board staff carried out a case study of the recently constructed North Bay Shortcut. At the time of the study, the estimated cost of the project was $439 million. All stages of the regulatory process were investigated, from the time of application to the pipeline construction, inspection, testing, and placement in service.

The study concluded that total regulatory costs associated with pipeline construction amounted to $4.2 million. That amount represents less than one percent of the total project cost of $439 million, not including interest during construction. This indicates that the cost of federal regulation remains small relative to the cost of the project. The cost of $4.2 million could have been eliminated only in a complete absence of any regulatory environment. Of the $4.2 million cost of regulation, an amount of $2.4 million was found to be unavoidable, given the nature of the Board's mandate. With respect to activities related to the balance of $1.8 million of regulatory costs, it was found that some costs could have been reduced or eliminated. The study also highlighted TransCanada's intention to use large-diameter pipe for this project. The Board's review of the application led to an inquiry which resulted in a decision by TransCanada to use a smaller-diameter pipe. This reduction in pipe size resulted in a savings of $83 million. In a letter appended to the study, TransCanada disagreed with Board staff that these cost savings were attributed to the Board's review of the application and claimed that they would have reduced the pipe size on their own accord.

At the time of the study, the Board had already initiated a review of its procedural and filing requirements. This, with the implementation of the recommendations set out in the report and improved communication with regulated companies, should result in reduced regulatory costs.

Board Response to the Horte Report

In September of 1983, the Minister of Energy, Mines and Resources released the report by the Task Force on Pipeline Construction Costs. Mr. V.L. Horte, a former president of TransCanada PipeLines Ltd., chaired this task force, whose mandate was to consider the ways of resolving the problem identified in an NEB staff study published in June 1982 on past and prospective pipeline building costs between 1975 and 1985.

Board staff reviewed the recommendations of the Task Force and advised the Board on the implications of these recommendations for the pipeline industry, in general, and for the Board, in particular. Their comments formed the basis for the Board report entitled, "Response to the Recommendations Contained in the Task Force Report on Pipeline Construction Costs", which was presented to the Minister in November 1983.

ELECTRIC POWER ACTIVITIES

ELECTRICITY

At the end of 1983, Canada's total net installed electrical generating capability was approximately 83 300 megawatts, of which hydroelectric plants accounted for 51 332 megawatts, conventional thermal stations 22 658 megawatts, and nuclear power 6 231 megawatts. Changes planned in 1983 would add additions of approximately 2 754 megawatts of hydroelectric, 937 megawatts of conventional thermal, and 1 383 megawatts of nuclear generation, in all an increase of about 7.0 percent over 1982. Total generation of electricity in 1983 is estimated to have been 390 000 gigawatt hours, up about 3.6 percent over 1982. Of this, approximately 67.0 percent was supplied from hydroelectric generation, 21.0 percent from conventional thermal generation, and 12.0 percent from nuclear generation.

International and Interprovincial Transfers of Electricity

Gross exports of electricity in 1983 were 38 830 gigawatt hours, (34 220 gigawatt hours in 1982) and imports were 3 179 gigawatt hours (2 849 gigawatt hours in 1982), resulting in net exports of 35 651 gigawatt hours (31 371 gigawatt hours in 1982). These net exports constituted about 9.0 percent of total Canadian generation (about eight percent in 1982).

Export revenues of about $1 249 million ($1 106 million in 1982) and import costs of $6.2 million ($5.4 million in 1982) resulted in net revenue of approximately $1 243 million ($1 101 million in 1982).

In 1983, total Canadian electricity exports both in quantity and revenue, were 13 percent higher than in 1982.

The firm sales increased 75% in quantity and 84% in revenue due to new firm sale agreements with U.S. utilities, which came into effect in 1983. A significant portion of this increase is the firm export of nuclear energy by The New Brunswick Electric Power Commission from Point Lepreau since February, and another major factor was additional short term firm sales from Ontario Hydro to Niagara Mohawk Power Corporation in New York State.

The interruptible sales decreased 2.0 in quantity and 7.0 in revenue. This reduction in growth was partially due to lack of good market conditions for the B.C. utilities which exported 50% less than in 1982. Also, Ontario Hydro, while increasing substantially its firm exports (4 155 GW.h from 1 199 GW.h) decreased interruptible exports by 10.0. These reductions were partially offset by increased interruptible exports from other major exporters.

Demand in the U.S. has increased due to the economic recovery and utilities wishing to displace as much oil as possible. All Canadian exporters with the exception of British Columbia utilities were able to take advantage of good market conditions in the U.S. whenever they had surplus energy available.

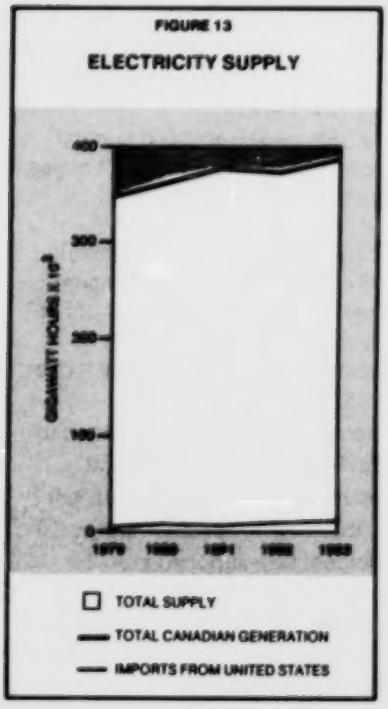
Returns submitted to the Board by the major exporting utilities for 1983 showed that 57.0 percent of the electricity exports came from hydro generation, 33.0 percent from imported coal, 5.0 percent from nuclear, 3.0 percent from imported oil, and 2.0 percent from Canadian oil and gas. These figures show an increase in exports from nuclear-generated power and a reduction in exports from imported oil compared with 1982.

Before electricity can be sold to United States markets, it must be determined by the Board to be surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements. The Board usually also requires that before export the power first be offered to economically accessible Canadian markets. For these reasons, the Board monitors Canadian power generation and interprovincial transfers, although it does not regulate these matters.

Electricity supply and demand are tabulated and displayed in Figures 13 and 14. Figure 15 shows exports and

FIGURE 13

ELECTRICITY SUPPLY



ELECTRICITY SUPPLY
Unit: Gigawatt hours x 10^3

Table 13

	1979	1980	1981	1982(p)	1983(e)
TOTAL CANADIAN GENERATION	353.051	367.306	380.131	376.470	390.000
IMPORTS FROM UNITED STATES	1.792	2.940	1.497	2.849	3.179
TOTAL SUPPLY	**354.843**	**370.246**	**381.628**	**379.319**	**393.179**

(p) preliminary
(e) estimates

imports in 1983 as well as interprovincial transfers for the 12 months ending October 1983.

No certificates of public convenience and necessity involving construction of electric facilities under Board jurisdiction were issued in 1983. A related amending order issued during the year is shown in Appendix E-II.

New licences to export power and energy and related amending orders issued during the year are tabulated in Appendices E-III and E-IV.

Exports of electric energy under each licence and order during the year are tabulated in Appendix E-V and the total electric energy trade is shown in Appendix E-VI.

OTHER ELECTRIC POWER ACTIVITIES

The annual statistical report prepared by the Board on Canadian thermal generation for the year 1981 was completed and distributed early in the year.

The Board entered into discussions with Statistics Canada, the Canadian Electrical Association (CEA) and the North

ELECTRICITY DEMAND
Unit: Gigawatt hours x 10^3

Table 14

	1979	1980	1981	1982(p)	1983(e)
TOTAL CANADIAN CONSUMPTION	323.465	340.065	346.256	345.099	354.349
EXPORTS TO UNITED STATES	31.378	30.181	35.372	34.220	38.830
TOTAL DEMAND	**354.843**	**370.246**	**381.628**	**379.319**	**393.179**

(p) preliminary
(e) estimates

FIGURE 14

ELECTRICITY DEMAND

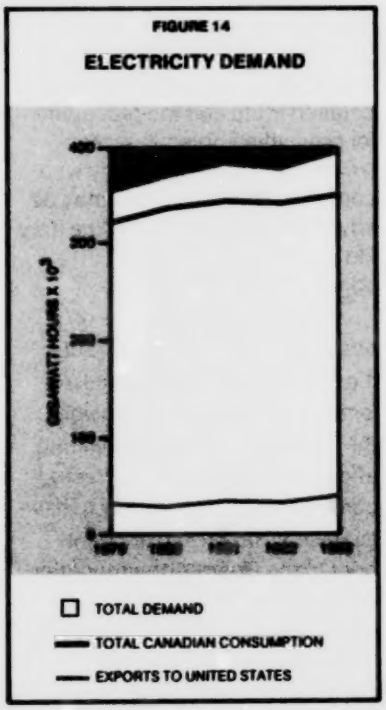


FIGURE 15

INTERNATIONAL AND INTERPROVINCAL TRANSFER OF ELECTRICITY
(GIGAWATT HOURS)

American Electricity Reliability Council (NERC) with the objective of reducing duplication in the reporting of electricity statistics by Canadian electrical utilities.

As part of the Board's operational preparedness, it has conducted research work on new analytical techniques to quantify the benefits of interconnections between power systems as well as initiated a pilot study to verify the results of these investigations.

Services provided to other departments and outside agencies in 1983 included advising the Economic Council of Canada on modifications to its energy production model. The Board also participated in discussions with the Department of Energy, Mines and Resources on matters related to electricity exports.

ENVIRONMENTAL MATTERS

Pipelines and International Power Lines

Protection of the environment is a major concern of the Board when reviewing and considering applications, during construction, and throughout the operations. The Environment and Right-of-Way Group of the Pipelines Branch is the principal source of advice to the Board on environmental matters related to both pipeline facilities and international power lines.

In considering applications, the Board seeks to ensure that an adequate environmental assessment has been carried out, and that the undertakings of the applicants to protect the environment are appropriate. The Board is also responsible for ensuring that the environmental protection measures implemented by the companies are effective. This is accomplished by using a team of environmental scientists to analyze applications, to ensure appropriate measures are in place for construction, to ensure compliance with all environmental protection practices, and to monitor the follow-up rehabilitative activities required of the companies.

During 1983, the Board undertook an environmental review of several major applications, including the Dome Petroleum Western LNG project, the Westcoast Transmission Co. Limited Western LNG pipeline, the Interprovincial Pipe Line Limited proposed propane truck and rail loading facilities propane conversion project at Flamborough Ontario, the Hydro-Québec Sherbrooke to Nepool interconnection; and the New Brunswick Electric Power Commission export application.

The Board also reviewed several environmental monitoring reports that were submitted to satisfy the conditions of certificates issued for various projects including TransCanada Pipeline's 1980, 1981 and 1982 looping programs, the North Bay Shortcut; and TQM's St-Lazare to Boisbriand and Boisbriand to Trois-Rivières pipeline construction.

ROUTING

Pipelines and International Powerlines

The National Energy Board Act, as amended in March 1983, now sets out a two-stage procedure for the approval of the routes of international or interprovincial pipelines and international power lines. Although no detailed route proceedings were held by the Board in 1983, the following is an outline of the new procedures that will be followed.

First the Board grants a Certificate of Public Convenience and Necessity for a pipeline or power line, providing approval for the general routing of the proposed project. The second stage of the approval process deals with the routing of the projects in detail wherein a company is required to prepare and file plans, profiles and books of reference indicating the precise location of the line, the lands to be crossed, and the identity of landowners involved.

Coincident with the filing of plans, profiles and books of reference, the company must serve notice on all landowners whose lands are to be acquired for the project. The company must also publish, in a local newspaper, a notice describing the proposed detailed route and the procedure for presenting objections. Any landowner or affected party who considers that their lands may be adversely affected by the line may file a written statement of objection with the Board.

Upon receiving notice of objection to the proposed route, the Board is required to hold a local public hearing to consider the objection. The public hearing affords landowners and affected parties with an opportunity to have their views taken into account prior to the Board's determination of the final route Board. In deciding the best possible route, the Board takes into account not only representations made at the

hearing, but also written submissions.

In addition to involving landowners and affected parties in the detailed routing process, the new section of the Act make provision for payment of compensation for the acquisition of land or for damages suffered as a result of project operations. Authority in matters of compensation rests with the Minister of Energy, Mines and Resources, rather than with the Board.

ECONOMIC MATTERS

A number of economic evaluations, analyses and studies were undertaken by the Board during 1983. Applications, submissions and projects under review were examined and assessed, and investigations were undertaken on aspects concerning economic viability, cost-benefit, regional socio-economic problems, Canadian content and the application of natural gas surplus tests. In particular, considerable analysis was undertaken with respect to the Canadian content and socio-economic aspects of the proposed Western LNG Project. The Board has been actively participating in monitoring socio-economic impacts of the IPL (Norman Wells) pipeline in collaboration with the Department of Indian and Northern Affairs and the company. In addition, various electric power export applications were assessed with respect to their economic viability and proposed sale prices. The Board also carried out a review of various pipeline toll applications which involved an assessment of wages, salaries, benefits and cost escalation factors.

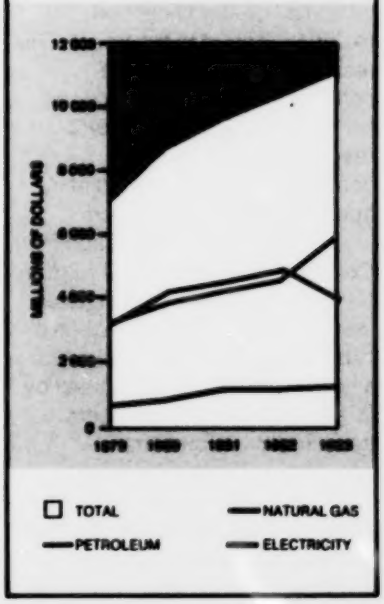
Of particular significance in 1983 was a workshop on benefit-cost analysis of energy projects held in Calgary, which was co-sponsored by the Board and the Canadian Energy Research Institute. The workshop discussed the methodology that was used by the Board in its 1982 analysis of proposals for the export of natural gas and a number of generic issues applicable to the evaluation of any energy project. The workshop was successful in promoting improved understanding of benefit-cost analysis as it relates to energy projects and in generating a consensus on some of the more important methodological issues. (The Board published the proceedings of this workshop in early 1984).

Further improvements were made in the Board's energy demand models used in the analysis and evaluation of submissions as well as in the preparation of the Board's projections. In developing its energy demand forecasts, the Board used an integrated energy demand forecasting system with a comprehensive database.

The collaboration between federal departments to improve the quality and usefulness of energy data continued during the year. An interdepartmental working group undertook a number of specific and general projects aimed at improving the quality of data for users, and the development of a more comprehensive and coordinated set of statistics. Work also

FIGURE 16

DOLLAR VALUE OF EXPORTS



DOLLAR VALUE OF EXPORTS OF PETROLEUM, GAS AND ELECTRICITY (GROSS)
Unit: Millions of Dollars — **Table 16**

	1979	1980	1981	1982(p)	1983(e)
NATURAL GAS	3 063.1	4 035.5	4 409.3	4 807.8	3 940.0
PETROLEUM	3 279.4	3 860.4	4 108.1	4 410.7	5 897.2
ELECTRICITY	738.5	793.6	1 143.9	1 105.9	1 248.5
TOTAL	**7 081.0**	**8 689.5**	**9 661.3**	**10 324.4**	**11 085.7**

(p) preliminary
(e) estimates

continued on the computerization of the Board's data banks.

FINANCIAL REGULATORY MATTERS

During the year, the Board continued its monitoring of the accounting practices and financial results of oil and gas pipeline companies under its jurisdiction. This was accomplished through analysis of periodic or special reports required by the Board and by ongoing field examinations. These examinations were carried out to verify compliance with the Board's Uniform Accounting Regulations, and with specific directives issued by the Board in relation to accounting, toll and tariff matters, such as the treatment to be accorded particular items of a company's rate base or cost of service.

Revised Gas Pipeline Uniform Accounting Regulations, which replaced those that came into effect in September 1969, were approved by the Governor in Council and published in February, 1983.

The Board is in the process of amending its oil pipeline toll adjustment procedures in order to make them formally applicable to Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. and Trans-Northern Pipelines Inc. Prior to this proposed change, the procedures that were developed specifically for Interprovincial Pipeline Limited and Cochin Pipe Lines Ltd. were applied informally to Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. and Trans-Northern Pipelines Inc. Under these procedures, the four pipeline companies may apply or be required by the Board to revise tolls and tariffs to reflect changes in the throughput and routine changes in rate base and cost of service. Such applications do not require a public hearing, provided there is no change in the principles or the rate of return established in a previous Board Decision. During the year, five toll revisions were allowed pursuant to these procedures.

On 27 September 1983, the Board held a meeting with respresentatives of the oil and gas pipeline companies under its jurisdiction and representatives of the Canadian Petroleum Association. The purpose of that meeting was to outline the approach which the Board follows in regulating entities under its jurisdiction with respect to toll proceedings. At that meeting discussion centered on a draft document prepared by the Board outlining its philosophy and approach to toll regulation. Attendees at the meeting were invited to submit written comments to the Board.

Subsequently, the document was revised following consideration of the submissions received. An opportunity was given for all parties who had intervened in toll proceedings since January 1981 to review the revised document and submit their comments to the Board. The Board intends to publish the document entitled "Regulation of Tolls and Tariffs under Part IV of the NEB Act" early in 1984 in an NEB Information Bulletin.

As a result of the 27 September 1983 meeting, two separate industry committees were established, one covering large oil pipeline companies and the other covering large gas pipeline companies. The purpose of these committees is to make recommendations to the companies and the Board concerning:

(a) Reporting with respect to surveillance of construction and tolls, and

(b) Information requirements with respect to toll and tariff applications.

The Board prepared a revised draft of "Construction Cost and Toll Reporting Regulations", which was forwarded for review and comment to all oil and gas pipeline companies regulated by the Board. These revised draft regulations cover reports required to be filed by all pipeline companies. When effective, the regulations will replace the Board's memorandum of guidance with respect to construction cost reporting issued 21 October 1966 and the Toll Information Regulations, which came into effect 9 April 1979.

Under the provisions of the Energy Administration Act and its supporting Regulations, the Board is responsible for the audit of the oil and oil product licensed exports reported to the Board. This responsibility includes the collection of the export charges levied thereon, which in 1983 resulted in deposits to the consolidated revenue fund of approximately $352 million.

Under the Transportation Fuel Compensation Recovery Program (TFCR) the Board was delegated responsibility for the collection of export charges which applied to aviation and marine fuels used by foreign and domestic carriers travelling in international commerce. This program was implemented pursuant to Part I of the the Energy Administration Act and was in effect from 1 May 1981 to 1 May 1983, but its application

to aviation fuel was eliminated in February 1982. The processing of refunds being claimed by approximately 200 air carriers, which are expected to amount to about $78 million, is being undertaken by the Board on behalf of the Federal Government. During 1983, the application of the program to marine fuel continued up to the termination date in May, during which period the Board collected approximately $8.5 million in TFCR charges thereon.

LEGAL MATTERS

Litigation

Dome NGL Pipeline Ltd. and Cochin Pipe Lines Ltd.

In January 1980, the Board amended two certificates held by Dome NGL Pipeline Ltd. and Cochin Pipe Lines Ltd. authorizing the construction and operation of two high-vapour pressure pipelines between Sarnia and Windsor, in Ontario. Certain of these amendments to the certificates required the companies to upgrade the pipelines in accordance with the requirements of Part X of the Board's Oil Pipeline Regulations relating to high vapour pressure pipelines. The two companies applied for leave to appeal the Board's decision on the basis that the Oil Pipeline Regulations were being applied retroactively to the two pipelines. The Federal Court of Appeal on 12 February 1980 granted the companies' applications for leave to appeal. Subsequent to that date, counsel for the parties entered into discussions in an attempt to settle the appeals. The settlement was finalized and notices of discontinuance were filed with the Federal Court of Appeal on 3 November 1983.

Saskatchewan Power Corporation

In January and February 1982, Saskatchewan Power Corporation and Many Islands Pipe Lines applied pursuant to Section 17 of the National Energy Board Act for an order reviewing and rescinding four orders issued by the Board to TransCanada PipeLines under Part IV of the Act insofar as those orders directed TransCanada to charge the applicants the Imputed Alberta Border Price specified in the orders and disallowed the price stipulated in an agreement between the applicants and TransCanada. The applicants maintained that in a decision rendered on 17 December 1981, the Supreme Court of Canada held that the Board was without jurisdiction to substitute in its Order No. TG-1-76 the Imputed Alberta Border Price for the price fixed under the contract and that, therefore, the orders in question should be reviewed and varied. In August 1982, the Board dismissed the application for review and the applicants sought leave to appeal the Board's decision. The Federal Court of Appeal granted the companies' application for leave to appeal on 30 September 1982, and the Notice of Appeal was filed on 1 October 1982.

Saskatchewan Power Corporation and Many Islands Pipe Lines Limited also filed an application under Section 28 of the Federal Court Act to review and set aside the Board's decision dismissing the application for review and variation of the four orders.

Subsequent to the launching of the appeal and the Section 28 application, the Board wrote to the parties involved to point out that the implementation of the judgment of the Supreme Court of Canada, pronounced on 17 December 1981, was an issue in the above-mentioned appeal. The Board noted further that the judgment of the Supreme Court of Canada had not been certified to the Board for implementation, and that it would appear to be more appropriate to deal with the implementation of the judgment as an administrative matter under section 53 of the Supreme Court Act. Upon receipt of responses from the applicants and TransCanada, the Board amended Order No. TG-1-76 and the three other orders in question to delete reference to the Imputed Alberta Border Price in relation to the Saskatchewan Zone Sales Service.

In light of the amendments to these orders, the section 28 application and the appeal were fully discontinued and withdrawn in March and April 1983.

Trans-Québec & Maritimes Pipeline Inc.

By an application dated 18 November 1981, as supplemented by applications dated 9 August 1982 and 16 February 1983, TQM applied to the Board for orders approving the just and reasonable tolls that the company may charge for or in respect of the transmission of natural gas. TQM is authorized to construct and operate a natural gas pipeline from a point of interconnection with the existing TransCanada system near St-Lazare, Quebec to various points of delivery in the Province of Quebec and beyond into the

Maritime Provinces. This was the Company's first tolls application. At the time of application, construction of the pipeline was proceeding towards Quebec City and the line has since reached that city.

Following a lengthy public hearing in December 1982 and January, February and March 1983, the Board issued its Reasons for Decision, dated June 1983. By application dated 11 August 1983, TQM applied to the Board pursuant to section 17 of the National Energy Board Act for a review of the June 1983 decision. TQM took the position in its application that the tolls approved by the Board in the June 1983 decision were not just and reasonable. The Board dismissed this application on 29 August 1983.

On 7 September 1983, TQM filed with the Federal Court of Appeal an application pursuant to section 28 of the Federal Court Act to have the Board's 29 August 1983 Decision on the review application set aside. In addition, on 26 September 1983, TQM applied to the Federal Court of Appeal pursuant to subsection 18(1) of the National Energy Board Act for leave to appeal the Board's decision of 29 August 1983 dismissing the review application as well as the Board's decision of June 1983 with respect to the tolls application. TQM alleged that the tolls approved by the Board were not just and reasonable, that the Board erred in not giving reasons with its 29 August 1983 decision, and that the reasons that the Board gave in its June 1983 Reasons for Decision were not adequate.

A preliminary question was raised by the Company before the Federal Court of Appeal. TQM, pursuant to Rules of the Court 1301(3) and 1402, has requested that the Board make available to the Court copies of its internal memoranda and staff papers in connection with both the tolls application and the review application. The Board has declined to provide this information since it does not form part of the record on which the Board's decisions are based and TQM has sought a direction from the Court in this regard. This preliminary question must be resolved before the leave to appeal or the section 28 application can proceed. It is expected that the leave to appeal application will not be heard until early 1984.

Township of Flamborough

By application dated 27 May 1982 as amended 20 October 1982, Interprovincial Pipe Line Ltd. (IPL) applied to the Board pursuant to Section 49 of the National Energy Board Act for exemption from the provisions of Sections 26 to 29 of the Act in connection with certain modifications to IPL's Line no. 8. IPL is the owner and operator of a pipeline system for the transportation of crude oil and other liquid hydrocarbons, including natural gas liquids, from Western Canada to as far east as Montreal. The pipeline begins in Alberta and crosses into the United States at a point on the Manitoba/U.S. border. It re-enters Canada at Sarnia, Ontario. The U.S. portion of the pipeline is owned and operated by IPL's wholly-owned subsidiary, Lakehead Pipeline. IPL's Line No. 8 runs a distance of approximately 210 km from Sarnia, to the vicinity of Westover, Ontario. Line No. 8 currently transports crude oil from Sarnia to Bronte, Ontario and to IPL's Westover Station for subsequent transportation to Buffalo, New York and Nanticoke, Ontario markets.

The modifications applied for involved a proposal to assign or dedicate Line No. 8 exclusively to propane service. Natural gas liquids would be delivered to Sarnia and fractionated there. Propane would then be injected from the fractionation facility into Line No. 8 for delivery to a proposed truck and rail loading facility to be constructed by IPL near Westover. From Westover, the product would be transported by rail tank car and tank truck to market. By Order No. XO-1-83 dated 4 May 1983, the Board authorized the modifications required to dedicate Line No. 8 to propane service. However, in response to the concerns of local authorities and landowners in the Township of Flamborough, Ontario with respect to the location of the truck and rail loading facilities in their area, the Board, by Order No. MH-1-83 dated 7 July 1983, directed that a public hearing be held to review that portion of the 4 May 1983 decision that approved the location of the propane truck and rail loading facilities.

During the public hearing, the Township of Flamborough challenged the Board's jurisdiction over the project. The Township submitted that Line No. 8 was not a pipeline extending beyond the limits of a province since the propane was to be injected into the line at Sarnia and was to be removed from the line within Ontario. In addition, the Township objected to the use of Section 49 for the modifications proposed. In a decision given on 17 August 1983, the Board ruled that it had

jurisdiction over the pipeline and that the modifications proposed fell within the scope of Section 49. At the hearing, an objection was taken on the ground of a reasonable apprehension of bias with respect to one of the Board members sitting at the public hearing. The Board member had had, several years previously, a professional relationship with one of IPL's witnesses, while both were associated with another company not subject to Board pipeline regulation. At the time of that professional association, neither the Board member nor the IPL witness had been involved with the IPL proposal with respect to Line No. 8. In a decision dated 8 September 1983, the Board ruled that there was no reasonable apprehension of bias.

On 3 October 1983, the Federal Court of Appeal granted the application by the Township, together with other interested parties, for leave to appeal the Board's decisions of 17 August 1983 and 8 September 1983 pursuant to subsection 18(1) of the National Energy Board Act. It is expected the appeal will be heard early in 1984.

Canadian Pacific Airlines

Canadian Pacific Airlines (CP Air) in October 1982 launched an action in the Federal Court of Canada, Trial Division, against the Attorney General of Canada and the Board seeking a declaration that the National Energy Board Act as it then existed did not require that consumption of aviation fuel on CP Air's international flights be licensed under the NEB Act, and that the Board was without jurisdiction to issue licences in respect of such fuel or to set minimum prices for the sale of such fuel to CP Air by its suppliers. Licensing of the export of such fuel was in effect from May, 1981 to April, 1983. Following the filing by the Board of a Statement of Defence, the Court in February 1983 dismissed a motion brought by CP Air for a decision on a point of law which would, if granted, have decided in favour of the plaintiff a substantial part of the matters in dispute. The action is expected to come to trial in due course.

Wardair Canada (1975) Ltd

In August 1983, Wardair launched an action against the Attorney General of Canada and the Board that is substantially similar to the CP Air action. In addition to declarations similar to those sought by CP Air, Wardair sought declarations of the constitutional invalidity of the National Energy Board Act to the extent that it authorizes the alteration or establishment of prices to be paid by Wardair for aviation fuel consumed in international flights, and of the invalidity of all such licensing decisions made by the Board by reason of alleged substantive and procedural errors in the exercise by the Board of its jurisdiction. Wardair also seeks injunctions prohibiting the enforcement of the licensing decisions of the Board. A Statement of Defence is being filed.

UNLICENSED EXPORTS AND COLLECTION OF EXPORT CHARGES

During the year, the Board has assisted the Department of Justice in prosecuting several parties for exporting oil without a licence or in breach of a licence. Three convictions were obtained during 1983.

As part of its duty under the Energy Administration Act to administer the collection of charges on oil exported, the Board has in concert with the Department of Justice launched two actions to collect unpaid charges. Both of these actions are being defended.

Appearance before Restrictive Trade Practices Commission (RTPC)

In response to requests by the Director of Investigation and Research (Consumer and Corporate Affairs Canada) and by the Executive Director of the Petroleum Industry Inquiry for the Commission, the Board provided the second part of its Submission to the RTPC which related to the Production and Pipelines phase of its Inquiry. Senior officials of the Oil Branch appeared before the Commission on 24 May 1983 to respond to questions relating to this second submission.

Legislation and Regulations

Following is an outline of changes that were made during 1983 to the Act, Regulations, or Rules under which the Board operates.

AMENDMENTS TO THE NATIONAL ENERGY BOARD ACT

Bill C-108

Bill C-108 made major changes to the NEB Act. Sections 1 to 11 and 14-31, inclusive, of Bill C-108 were proclaimed in July of 1982 and were discussed in last year's Annual Report. Sections 12, 13, and 32 were proclaimed into force on 1 February 1983.

Section 32 of Bill C-108 established Section 90.1 of the National Energy Board Act. Under this Section, the Governor in Council may by order designate "any facility that is to be constructed and operated for the purpose of transmitting power from a place in a province to a place in Canada outside that province" as a facility to which, effectively, the section of the Act applying to international power lines may, by Governor in Council order, be extended to apply.

Section 12 made the part of the NEB Act that deals with pipelines and pipeline companies applicable to international power lines for right-of-way and land matters, including provision for expropriation of lands for purposes of constructing such lines. Any designated interprovincial facilities would be similarly covered by this change.

Section 13 made the provisions of Part V of the National Energy Board Act, except for Sections 63 and 80, applicable to international power lines. Previously Part V had applied only to pipelines. One result of this amendment was that international power lines became subject to the new negotiation and arbitration procedures established by the approval by Parliament in March 1983 of Bill C-60.

Bill C-60

Further amendments to the NEB Act were occasioned by the proclamation, on 1 March 1983, of Bill C-60, which changed the expropriation procedures for lands acquired for the construction of pipelines and power lines. The effect of Bill C-60 can be described as follows.

Where a company submits a plan, profile and book of reference to the Board for approval, it must also serve notice on affected landowners that it is seeking such approval. If the Board receives any opposition to the specific routing proposal by the proponent, it must hold a public hearing to consider all landowner representations in order to determine the best possible routing for the line and the most appropriate timing and method of construction. If the Board does not receive any filed opposition within the specified time limits, it can immediately approve a plan, profile and book of reference. The Board is also given the right to fix costs in respect of reasonable costs incurred by any person who made representation at the public hearing.

A company can only acquire lands for a line in accordance with a land acquisition agreement or, in the absence of such an agreement, in accordance with new negotiation and arbitration procedures. The new provisions are very specific as to what elements must be included in either an agreement or an award. Among these is the requirement for review every five years where annual or periodic payments are the form of compensation.

Where a company and a landowner cannot agree on the amount payable for either compensation for land or for damages resulting from the operations of the company, either party can serve a notice of negotiation on the Minister of Energy, Mines and Resources, who in turn must appoint a negotiator.

If the negotiator is unsuccessful, or if the parties wish to dispense with negotiation proceedings, either party can immediately request that the matter be determined by arbitration. This process is conducted by an Arbitration Committee appointed by the Minister. No member, officer, or employee of the National Energy Board can be a member of an Arbitration Committee. For landowners whose land is taken, awards can take the form either of lump sum or periodic payments, and for landowners whose lands are affected, of periodic payments only.

The Bill also instituted a procedure whereby a company may gain an order for immediate right of entry onto the lands it requires. When it seeks such an order, the company must also serve notice on the landowner concerned. The landowner has the right to make representation to the Board to receive advance compensation and to have that compensation set by arbitration.

Bill C-87

On 1 February 1983, Bill C-87 was proclaimed. That bill amended the

NEB Act to authorize the Governor in Council to appoint temporary Board Members up a maximum of six at any one time.

AMENDMENTS TO THE NATIONAL ENERGY BOARD ACT REGULATIONS

The National Energy Board Part VI Regulations

These regulations, which relate to the export and import of oil, gas, and electricity, were amended several times during the year.

Former section 14 of the regulations, which provided for a periodic review of the export price of natural gas and concordant adjustment, was revoked. The procedure is now encompassed by Section 85 of the NEB Act.

Sections 2(1) and 16(4) were amended to bring the definition of electric power and energy into conformity with the International System of Units, and to provide clarification on the method to be employed for the measurement of electricity.

An amendment to Section 27 eliminated the requirement of a hearing for the issue of licences for more than one year for the export of oil products produced under an agreement to process imported crude oil.

Section 17 was amended to give the Board the power to authorize its auditors or other authorized persons to enter premises and inspect records or equipment relating to the import of oil into Canada.

Several amendments to Sections 24 to 34, inclusive, were made to provide for the authorization of oil exports by order instead of licence, where oil is to be exported and subsequently imported or where oil is to be exported pursuant to an exchange.

The Part VI Regulations were also amended by the Records Retention Project (see below) and as a result of the end of the Transportation Fuel Compensation Recovery Program (also below).

Oil Pipeline Regulations

An amendment to Section 133 of the Oil Pipeline Regulations delineated those provisions of the regulations applicable to new high vapour pressure pipelines and those applicable to existing high vapour pressure pipelines for which a certificate had been issued before 1 May 1983.

These regulations were also amended by the Records Retention Project (see below).

Gas Pipeline Regulations

These regulations were amended to redefine the term "pipeline" and to add a new section to require that gas being transported in a liquid state be transported in a pipeline designed and constructed in accordance with Part X of the Oil Pipeline Regulations.

These regulations were also amended by the Records Retention Project (see below).

Substituted Service Regulations

These regulations were approved by the Governor in Council in February 1983. The regulations, which complement the provisions of the NEB Act as amended by Bill C-60 (see above), provide for the service, other than personal service, of a notice on a landowner.

Gas Pipeline Uniform Accounting Regulations

Completely revised regulations, replacing those that came into effect in 1969, were approved by the Governor in Council in February.

These regulations were also amended by the Records Retention Project (see below).

Gas Export Prices Regulations

In April, the Governor in Council made the Gas Export Prices Regulations to prescribe the price of natural gas exported under the authority of the Part VI Regulations. These new regulations were a direct result of the Minister's announcement of a reduction in the export price effective 11 April 1983.

In July, the regulations were amended to incorporate a Volume-Related Incentive Pricing Program (VRIP). Under this scheme, exporters were able to sell quantities of natural gas in excess of an established base level at an incentive price of $U.S. 3.17/gigajoule. Base volumes of gas exported continued to be sold at the uniform border price. The first period of the scheme was to extend from 6 July 1983 to 31 October 1983.

In October a further amendment was made to provide for the extension of the VRIP scheme from 1 November 1983 to 31 October 1984. Included in the amendments were a change in the definition of "base quantity", changes in actual base quantities and their applicability to certain licences for the new period, and several new sections that would permit specified exporters to

include an incentive price component for gas exported in each month.

Records Retention Project

In 1982, the Cabinet established new categories for the length of time the private sector was required to retain records kept pursuant to federal legislation. In 1983, six regulations under the National Energy Board and one under the Energy Administration Act were amended accordingly:

- Pipeline Companies Records Preservation Regulations
- Gas Pipeline Uniform Accounting Regulations
- Oil Pipeline Uniform Accounting Regulations
- Gas Pipeline Regulations
- Oil Pipeline Regulations
- National Energy Board Part VI Regulations
- Energy Administration Act Part III Regulations

Transportation Fuel Compensation Recovery Program

In his budget of 19 April 1983, the Honourable Marc Lalonde, Minister of Finance, announced that the Transportation Fuel Compensation Recovery Program would end on 1 May 1983. The following regulations and orders dealing with this program were approved by the Governor in Council late in April.

(i) Under the National Energy Board Act

(a) *Export Price (Aviation Fuel) Regulations*

An amendment to these regulations abolished the minimum export price on aviation fuel effective 1 May 1983.

(b) *Part VI Regulations*

An amendment to these regulations abolished the requirement of an export licence for fuels acquired in Canada for consumption by aircraft and ships engaged in international transportation.

(ii) Under the Energy Administration Act

(a) *Marine Transportation Fuel Compensation Recovery Charge Regulations*

These regulations implemented Part I.1 of the Energy Administration Act with regard to marine fuel, retroactive to 1 May 1981.

(b) *Marine Transportation Fuel Exemption Order*

This order exempted specified exports of marine transportation fuel from the transportation fuel compensation recovery charge imposed under Part I.1 of the Energy Administration Act, retroactive to 1 May 1981.

(c) *Tariff of Charges for Exported Transportation Fuel Order — Amendment*

This tariff was invoked effective 1 May 1983 as part of the abolition of the TFCRC.

AMENDMENTS TO THE ENERGY ADMINISTRATION ACT REGULATIONS

The National Energy Board is responsible for administering the provisions of Parts I, I.1, and III of the Energy Administration Act. In addition to the regulations under these sections of the EAA which have already been mentioned above (see Records Retention Project and Transportation Fuel Compensation Recovery Program), the following regulations were amended.

Natural Gas Prices Regulations, 1982

These regulations, which fall under Part III of the Act, were amended a number of times during 1983 to account for, among other things, changes in prices paid for the sale of gas outside its province of production occasioned by changes in the "Alberta Border Price" and costs of transportation approved by the Board.

REGULATORY REFORM

During 1983 the Board undertook several initiatives in the area of regulatory reform. The most important of these follow.

1. In an effort to standardize and simplify its procedures, the Board proposed to replace its existing Rules of Practice and Procedure with new Rules of Procedure. In July the Board issued a draft of these rules for comment.

The Board is reviewing the comments received from the parties who responded.

2. The Board is reviewing its information requirements for applications for pipeline and power line facilities under Sections 44 and 49 of the NEB Act.

   The Board intends to dispense with the guidelines set out in the Memorandum of Guidance issued 12 December 1963, which relates to the concept of Class A, B, and C types of pipeline construction. It is proposed that the only distinction between the types of applications will be based on the criteria set out in Sections 44 and 49 of the Act.

   With respect to pipeline applications pursuant to Section 44 of the Act, the Board proposes to amend Parts I and II of the Schedule to the Rules of Practice and Procedure, for gas and oil pipelines, respectively, to reflect current application practices.

   With respect to pipeline applications pursuant to Section 49 of the Act, the Board has prepared two new Parts, VIII and IX, of the Schedule to the Rules of Practice and Procedure, for gas and oil pipelines, respectively, which identify the information required to be filed by an applicant.

   A new Part X of the Rules of Practice and Procedure has also been prepared to reflect right-of-way information required to be filed by an applicant for applications pursuant to both Sections 44 and 49 of the Act.

   In June, the Board invited the comments of pipeline companies under its jurisdiction on a draft of the five parts mentioned above. Comments were received from a number of parties. As a result, in December the Board began meetings with companies to discuss their suggestions.

3. In September, the Board held a meeting with pipeline companies under its jurisdiction to discuss a draft document prepared by the Board on its approach to regulating companies under Part IV of the Act (tolls and tariffs). The draft was amended following written submissions from these companies.

   In November, the revised draft was sent to all interested parties who had appeared at Board toll and tariff hearings since January 1981.

4. The Board has proposed the concept of "Early Hearings", to give companies a forum for a preliminary assessment for major projects.

   The impetus for this approach arose from a recommendation in the report of the Horte Task Force on Pipeline Construction Costs, namely that sponsors be given the opportunity to have major projects subject to a preliminary assessment by the Board and the Government.

   Discussions on the proposal have already been held with Mobil Oil Canada Limited and partners in the Venture Project, Polar Gas, and The New Brunswick Electric Power Commission in connection with upcoming major applications to be filed by those bodies.

5. In October the Board sent to pipeline companies under its jurisdiction, and other interested parties draft Cost and Toll Information Regulations. These regulations which specify the information to be furnished by companies that construct and operate a pipeline, would replace the existing Toll Information Regulations, as well as the Board's Memorandum of Guidance of 21 October 1966.

6. The Board has initiated a review of the Oil Pipeline Regulations and the Gas Pipeline Regulations with a view to considering whether the two regulations could be consolidated.

   Comments on the regulations were solicited from pipeline companies under the Board's jurisdiction in April. Responses were still being examined as of year end.

7. The Board expects that safety regulations will be required for offshore pipelines. Representatives from the CSA, the Board, the Canadian Oil and Gas Lands Administration (COGLA), and Industry are working jointly on developing these regulations, a first draft of which is expected in the new year.

   At the same time staff of the Board and COGLA are involved in ensuring consistency and compatibility between the safety regulations of the two organizations.

8. In February the Board proposed amendments to the information required with applications for electrical certificates and licences. This information is currently found in Part III of the Schedule to the Rules of Practice and Procedure and in the Part VI Regulations respectively. The comments of parties are being examined.

Organization of the National Energy Board

There were no changes of substance in the organization of the Board in 1983, which is shown in the organization chart. For the fiscal year 1983-84 the Board's budget is $25.2 million with a person-year allocation of 462. The Board provides service to the public in both official languages.

Executive Director

The Executive Director is responsible for the day-to-day administration of the Board, including the acquisition and allocation of human and financial resources and efforts aimed at achieving the ensurance of efficiency and effectiveness in Board activities and operations. The Director of Projects and Plans is responsible for strengthening the effectiveness of staff support, particularly for public hearings and planning, and coordinating work of staff teams to meet the requirements of the Panels.

Director General, Energy Studies

The Director General, Energy Studies, is responsible for ensuring effective coordination and synthesis of all matters relating to energy demand, supply, and surplus. He coordinates major energy studies, which are broad in scope and involve a wide range of disciplines, and inquiries respecting energy supply, demand and surplus under Part II of the NEB Act. He oversees the integration of information and processing systems and services for the Board.

Administrative Services Branch

The Administrative Services Branch is responsible for the coordination and administration of policies and the provision of advice and services in areas of finance, personnel, general administration, official languages, and security. The Board also has responsibility for the administration of the collection of oil export charges.

Economics Branch

The Economics Branch advises the Board on economic and socio-economic matters, long-term energy demand, and macro-economic forecasting for the Canadian economy. The Branch also maintains an energy statistics unit.

The Branch analyses the impact of proposed energy projects on the Canadian economy, on regional economies, and on the net economic benefit to Canadians. It also considers the socio-economic impact of such projects and assesses the extent to which Canadians will have an opportunity to participate in projects ("Canadian Content").

Electric Power Branch

The Electric Power Branch is responsible for electric export licensing, international power line certification, and regulatory surveillance. The Branch also prepares supply and demand forecasts for electricity for use in dealing with electrical or other applications, keeps under review the United States market for electricity, and provides advice to the Board on matters relating to the production, transportation, sale and exchange of electricity over which the federal government has jurisdiction.

Energy Supply Branch

The Energy Supply Branch is responsible for advising the Board on matters of oil and gas exploration, drilling and production, forecasting trends in oil and gas supply from conventional, oil sands, and synthetic sources. The Branch independently calculates the reserves and deliverability of gas and the reserves and producibility of oil. The Calgary office of the Energy Supply Branch is engaged in the individual pool calculation of gas and oil reserves.

Financial Regulatory Branch

The Financial Regulatory Branch has the prime responsibility for rates, tolls and tariffs under Part IV of the NEB Act and Part II of the Northern Pipeline Act, financial advice in relation to Parts II, III, and VI of the NEB Act and the audit of petroleum export charges and costs of transportation related to Parts I and III of the Energy Administration Act. It also is responsible for the auditing of the accounts of pipeline companies under the Board's jurisdiction and for monitoring the financial performance of pipelines.

Gas Branch

The Gas Branch is the focal point for all gas and gas product related regulatory activity pursuant to Part VI of the NEB Act and for the monitoring and control of all matters associated with the Board's obligations for the administration of Domestic Gas Pricing under Part III of the Energy Administration Act. The Branch also plays a supportive role in all regulatory activity with respect to gas and gas products pursuant to Parts II, III and IV of the NEB Act.

Law Branch

The Law Branch is responsible for advising the Board on its powers and their legal application to the Canadian energy industries under the Board's jurisdiction, including the possible effect of the application of such powers.

Office of the Secretary

The Office of the Secretary provides administrative control and coordination of all matters brought formally before the Board or panels of the Board, prepares and maintains custody of agenda, minutes, statutory documents, and other official Board records, receives and issues all communications of the Board, and provides the Board with public communications services, a library information centre, as well as drafting, graphic arts, and typesetting facilities.

Oil Branch

The Oil Branch is responsible for providing advice in the general area of oil-related energy matters, including export charges, crude oil and petroleum product export licensing, control of international oil exchanges, allocation of domestic crude oil, questions of oil markets, processing, distribution, and the short-term balance of supply and demand for feedstocks and oil products. These are matters within the ambit of Parts I and II of the Energy Administration Act and Parts II, IV and VI of the NEB Act.

Pipelines Branch

The Pipelines Branch is principally responsible for matters relating to pipeline certificates issued under Part III of the NEB Act. It is the principal source of advice to the Board on capital and operating costs, engineering, safety, right-of-way and environmental matters pursuant to the Board's responsibilities in respect of pipelines under Parts II, IV, V and VI of the NEB Act and under the Northern Pipeline Act. The Branch is also responsible for regulating all pipeline facilities under the Board's jurisdiction with respect to safety, environmental matters and certificate conditions. This is accomplished mainly through regular inspection programs.

Systems Development Branch

The Systems Development Branch is responsible for computer systems services, word processing support and data processing support to the Board including consultative service on computer operation, data management and program design and development. It also provides an advisory service to ensure the availability and introduction of the latest data processing techniques and applications and the provision of computer hardware and software sufficient for and corresponding to the Board's operational environment.

OFFICE OF THE EXECUTIVE DIRECTOR

R. St.G. Stephens	Executive Director
J.S. Klenavic	Director, Projects and Plans
G.H. Shaw	Manager, Program Planning and Review
W. Ganim	Chief, Internal Audit

ENERGY STUDIES

K.W. Vollman	Director General

ADMINISTRATIVE SERVICES BRANCH

S.H. Goldstein	Director
N. Grace	Assistant Director, Administration
M.J. McNamara	Assistant Director, Finance
J.L. Thompson	Assistant Director, Personnel

ECONOMICS BRANCH

P.L. Miles	Director
R.E. Jackson, Jr.	A/Assistant Director, Economic Analysis
J.S. Oh	Assistant Director, Regulatory Economics and Energy Statistics
(vacant)	Assistant Director, Forecasting and Energy Market Analysis

ELECTRIC POWER BRANCH

E.S. Bell	Director
A.N. Karas	Assistant Director, Planning
T. Olszewski	Assistant Director, Operations

ENERGY SUPPLY BRANCH

W.A. Hiles	Director
E. Kutney	Assistant Director, Geology and Reserves
K. Poole	Assistant Director, Gas Supply
G.C. Hos	Assistant Director, Oil and Alternative Energy Supply

FINANCIAL REGULATORY BRANCH

D.D. Epp	Director
C.M. Yeates	Assistant Director, Research and Special Studies
G.S. Johnson	Assistant Director, Gas
A. Brown	A/Assistant Director, Oil
J.W. Bigelow	Chief Auditor, Northern Pipelines

GAS BRANCH

S.R. Ironstone	Director
A.L. Browne	Assistant Director, Gas Industry and Market Analysis
R.S. Green	Assistant Director, Gas Regulations and Licences

LAW BRANCH

F.H. Lamar, Q.C.	General Counsel
(vacant)	Assistant General Counsel

OFFICE OF THE SECRETARY

G. Yorke Slader	Secretary
I. Melzer	A/Assistant Secretary

OIL BRANCH

P.G. Scotchmer	Director
B.P. Leakey	Assistant Director, Evaluation
R.B. Stevens	Assistant Director, Operations

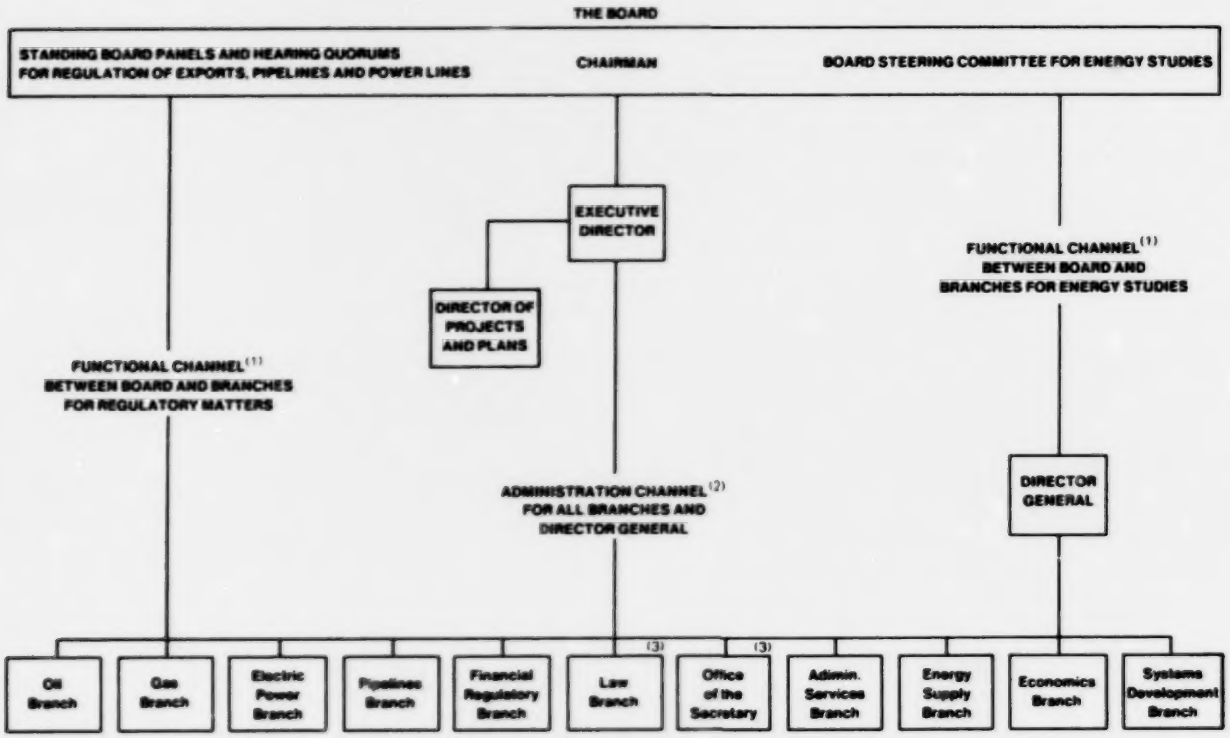
PIPELINES BRANCH

T.S. Shwed	Director
G.G. Perreault	A/Assistant Director, Engineering
P.A. Carr	Assistant Director, Environment and Right-of-Way
E.L.M. Gordon	Assistant Director, Construction and Operations

SYSTEMS DEVELOPMENT BRANCH

D. Emmens	Director
K.E. Begley	Assistant Director, Systems and Operations
K.S. Song	Assistant Director, Planning and Data Base

NATIONAL ENERGY BOARD
ORGANIZATION CHART



(1) Functional means pertaining to activities having a primary relationship to the Board's statutory duties

(2) Administration means pertaining to activities primarily concerned with management of the Board's staff and the provision of human and financial resources

(3) The Secretary and General Counsel have quasi-legal duties and report directly to the Chairman on certain matters

Appendices

	Natural Gas and Gas Products	Page
G-I	Certificates of Public Convenience and Necessity for Gas Pipelines issued during 1983.	63
G-II	Orders Relating to new Gas Pipeline Facilities issued during 1983—Classes B and C.	63
G-III	New Licences and Orders to Export Natural Gas, Ethane, Ethylene, Propane and Butanes in 1983.	66
G-IV	Current Licences and Orders to Export Natural Gas, Propane, Butanes, Ethane, and Ethylene as at December 1983.	74
G-V	Exports of Natural Gas.	87
G-VI	New Licences and Orders to import Natural Gas in 1983.	90
G-VII	Current Licences and Orders to import Natural Gas, Propane, Butanes, Ethane and Ethylene as at 31 December 1983.	90
G-VIII	Imports of Natural Gas.	94
G-IX	Exports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene under long term Licences and Order—1983.	95
G-X	Imports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene under long term Licences and Orders—1983.	98
G-XI	Net Exports of Propane and Butanes.	100
	Oil and Oil Products	
O-I	Certificates of Public Convenience and Necessity for Oil Pipelines issued during 1983.	102
O-II	Orders relating to new Oil Pipeline Facilities issued during 1983—Classes B and C.	102
O-III	Exports of Canadian Crude Oil and Equivalent to the United States—1983 and 1982.	104
O-IV	Export Charges in 1983 for Crude Oil and Refined Petroleum Products.	104
O-V	Exchanges of Crude Oil and Equivalent with the United States via mid-continent Pipeline systems—1983.	105
O-VI	Eastern Canadian Exchange Shipments—1983.	105
O-VII	Exports of Licensed Petroleum Products and Imports of Heavy Fuel Oil—1983.	106
O-VIII	Exports of Licensed Aviation and Marine Fuels used in International Transportation.	106

Electrical Power and Energy

E-I	Certificates of Public Convenience and Necessity for International Power Lines issued pursuant to section 44 during 1983.	107
E-II	Orders relating to International Power Lines issued during 1983.	107
E-III	Licences to Export Electric Power and Energy pursuant to section 82 issued during 1983.	107
E-IV	Orders Relating to Export of Electric Power and Energy issued during 1983.	108
E-V	Exports of Electric Energy—Calendar Year 1983.	109
E-VI	Total Canadian Electrical Energy supply and trade with the United States, Calendar Year 1983.	111

Summary

S-I	Total Number of Board Certificates, Licences, Permits, Orders and Authorizations between 1959 and 1983.	111

G-I

CERTIFICATES OF PUBLIC CONVENIENCE AND NECESSITY FOR GAS PIPELINES ISSUED DURING 1983

No certificates issued during 1983

G-II

ORDERS RELATING TO NEW GAS PIPELINE FACILITIES ISSUED DURING 1983

CLASS "B" CONSTRUCTION

APPLICANT	ORDER NO.	ISSUED	FACILITIES	ESTIMATED COST
				($)
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited	XG-6-83	83-07-08	Sales tap assembly	20,000
TransCanada PipeLines Limited	XG-1-83	83-03-16	Vaudreuil Sales Meter Station and works	318,000
TransCanada PipeLines Limited	G-4-83	83-07-13	Brighton sales tap delivery point facility	77,000
TransCanada PipeLines Limited	XG-5-83	83-07-13	Val Gagné sales tap delivery point facility	96,000
TransCanada PipeLines Limited	XG-7-83	83-07-13	Sabrevois Sales Meter Station	1,183,000
TransCanada PipeLines Limited	XG-9-83	83-10-19	Beauharnois Sales Meter Station	440,000
TransCanada PipeLines Limited	XG-11-83	83-12-20	Compressors and replacement pipe in Compressor Station No. 209	1,650,000
Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.	XG-2-83	83-06-15	Saint-Maurice Meter Station and works	1,690,000
Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.	XG-3-83	83-06-15	l'Assomption Meter Station and works	316,000
Westcoast Transmission Company Limited	XG-8-83	83-10-12	Tumbler Ridge Meter Station No. 60	176,700
Westcoast Transmission Company Limited	XG-10-83	83-11-09	Hixon Meter Station No. 61	60,000

G-II (cont'd)

ORDERS RELATING TO NEW GAS PIPELINE FACILITIES ISSUED DURING 1983

CLASS "C" CONSTRUCTION

APPLICANT	ORDER NO.	ISSUED	FACILITIES	ESTIMATED COST
				($)
Alberta Natural Gas Company Ltd.	XGM-3-83	83-01-26	Pipeline modifications	999,565
Alberta Natural Gas Company Ltd.	XGM-4-83	83-02-09	Ball valve installation	313,525
Foothills Pipelines (Alta.) Ltd.			Sask.-Compressor station projects, meter station modifications, helicopter fuel facilities, tools and work equipment	1,843,200
Foothills Pipelines (North B.C.) Ltd.			Recycle line at compressor station 394	451,000
Foothills Pipelines (Sask.) Ltd.	XGM-9-83	83-06-03	Alta.-Compressor stations, corrosion, creek crossing	519,300
Foothills Pipelines (South B.C.) Ltd.			SBC-Valve stem extensions, electronic real time measurement	258,000
Foothills Pipelines (South Yukon) Ltd.			All—Leasehold improvements, office furniture and equipment, transportation tools and work equipment	5,263,900
ICG Transmission Holdings Ltd.	XGM-1-83	83-01-12	Meter station replacement facilities	27,083
ICG Transmission Holdings Ltd.	XGM-8-83	83-04-13	Pipeline replacement, lowering drain, land and land rights, clean-up of easement and right-of-way agreement	47,400
Minell Pipeline Ltd.	XGM-7-83	83-04-13	Contingencies	5,000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-5-83	83-02-16	Pipe replacement, corrosion protection, station modifications, buildings, etc.	65,164,992
TransCanada PipeLines Limited	XGM-6-83	83-03-09	Remote control modifications, installation of water filters	1,057,114
TransCanada PipeLines Limited	XMG-10-83	83-04-26	Station modifications, buildings	2,376,392
TransCanada PipeLines Limited	XGM-19-83	83-11-09	Pipeline modifications	350,000
Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.	XGM-16-83	83-10-12	Pipe replacement, corrosion protection, buildings, etc.	974,887
Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.	XGM-21-83	83-12-20	Access road, turbine	123,425
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-2-83	83-01-19	Additional plant facilities and modifications, hydraulic truck crane, etc.	471,000

G-II (cont'd)

ORDERS RELATING TO NEW GAS PIPELINE FACILITIES ISSUED DURING 1983

CLASS "C" CONSTRUCTION

APPLICANT	ORDER NO.	ISSUED	FACILITIES	ESTIMATED COST
				($)
Westcoast Transmission Company	XGM-11-83	83-06-08	Pipe replacement, station improvement, corrosion protection, communication upgrading, processing and sulphur plant upgrading, warehouse-office-mobile and aviation equipment, etc.	21,339,100
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-12-83	83-06-22	Compressor station and plant additions and modifications, office and mobile equipment, etc.	3,976,000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-13-83	83-06-29	Communications, compressor station and plant additions and modifications, mobile and office equipment	1,867,000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-14-83	83-07-13	Airport, fuel gas system station, boiler control system, retube sulphur condenser, reaction furnace crossover	5,117,000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-15-83	83-08-17	Line break controls	2,114,000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-17-83	83-10-12	Pipe replacement, corrosion protection, compressors and works, radio facilities, fencing, valves, fire protection-emergency-mobile equipment, etc.	3,038,200
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-18-83	83-10-12	Valve operators, emergency systems and modifications, compressors and works, generators, control panel upgrade, relocation of meter station, slug catcher, condenser, analyzers, replace cooler motors, monitors, recorders, instrumentation, micrographic-data processing-office equipment, building modification, etc.	4,611,200
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-20-83	83-11-16	Process Valves	418,000

G-III

NEW LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, ETHANE, ETHYLENE, PROPANE AND BUTANES IN 1983

TYPE OF ORDER	LICENSEE	LICENCE NUMBER	POINT OF EXPORT	TERM OF ORDER		MAXIMUM EXPORT VOLUMES ($10^6 m^3$)
				FROM	TO	
New Natural Gas Export Licences	1. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-65	Kingsgate, B.C.	88-11-01	92-10-31	7 462.4
	2. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-66	Monchy, Sask.	88-11-01	92-10-31	24 874.9
	3. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-67	Kingsate, B.C.	86-11-01	92-10-31	20 619.1
	4. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-68	Kingsate, B.C.	89-11-01	92-10-31	4 237.5
	5. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-69	Kingsate, B.C.	87-11-01	92-10-31	7 646.4
	6. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-70	Niagara Falls, Ont.	86-11-01	92-10-31	814.1
	7. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-71	Niagara Falls, Ont.	89-11-01	92-10-31	206.7
	8. Canadian-Montaga Pipe Line Company	GL-72	Aden, Alta.	88-01-01	92-10-31	1 085.7
	9. Columbia Gas Development of Canada Ltd.	GL-74	Monchy, Sask.	88-01-01	92-10-31	1 981.3
	10. Consolidated Natural Gas Limited	GL75	Monchy, Sask. Emerson, Man.	87-11-01	89-10-31	2 792.0
	11. Dome Petroleum Limited	GL-76	Port Simpson Bay, B.C.	86-04-01	2001-03-31	62 761.0
	12. KannGaz Producers Ltd.	GL-77	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	96-10-31	13 567.0
	13. Niagara Gas Transmission Limited	GL-78	Cornwall, Ont.	87-11-01	92-10-31	1 099.7
	14. ProGas Limited	GL-79	Emerson, Man Monchy, Sask.	87-11-01	89-10-31	1 860.0
	15. ProGas Limited	GL-80	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	96-10-31	5 442.1
	16. ProGas Limited	GL-81	Emerson, Man.	83-11-01	95-10-31	20 196.7
	17. Sulpetro Limited	GL-82	Niagara Falls, Ont.	83-11-01	91-10-31	4 653.7
	18. TransCanada PipeLines Limited	GL-83	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	94-10-31	9 350.2
	19. TransCanada PipeLines Limited	GL-84	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	94-10-31	5 054.4
	20. TransCanada PipeLines Limited	GL-85	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	94-10-31	10 108.8
	21. TransCanada PipeLines Limited	GL-86	Emerson, Man.	84-11-01	96-10-31	10 886.4

G-III (cont'd)

NEW LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, ETHANE, ETHYLENE, PROPANE AND BUTANES IN 1983

TYPE OF ORDER	LICENSEE	LICENCE NUMBER	POINT OF EXPORT	TERM OF ORDER		MAXIMUM EXPORT VOLUMES ($10^6 m^3$)
				FROM	TO	
New Natural Gas Export Licences	22. TransCanada PipeLines	GL-87	Emerson, Man.	84-11-01	96-10-31	10 886.4
	23. TransCanada PipeLines Limited	GL-88	Emerson, Man. Niagara Falls, Ont.	84-11-01	96-10-31	16 329.6
	24. TransCanada PipeLines Limited	GL-89	Emerson, Man.	84-11-01	92-10-31	12 960.8
	25. TransCanada PipeLines Limited	GL-90	Niagara Falls, Ont.	85-11-01	97-10-31	5 443.2
	26. Transcontinental Gas Pipe Line Corporation	GL-91	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	96-10-31	16 329.6
	27. Union Gas Limited	GL-92	Windsor, Ont.	85-11-01	92-10-31	1 703.7
	28. WestCoast Transmission Company Limited	GL-93	Huntingdon, B.C.	89-11-01	95-10-31	13 958.5
	29. Westcoast Transmission Company Limited	GL-94	Huntingdon, B.C. Kingsgate, B.C. Monchy, Sask.	89-11-01	92-10-31	9 269.5
	30. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-95	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	96-10-31	16 604.7
New Ethane Export Orders	There were no ethane export orders issued during 1983.					
New Ethylene Export Orders	There were no ethylene export orders issued during 1983.					
New Propane Export	1. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EPR-928-83	Sarnia, Ont.	83-08-01	83-09-30	16 000 m^3
	2. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EPR-929-83	Sarnia, Ont.	83-11-01	84-10-31	18 476 m^3
New Butanes Export Orders	1. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EBU-928-83	Sarnia, Ont.	83-11-01	84-10-31	Not specified

G-III (cont'd)

NEW LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, ETHANE, ETHYLENE, PROPANE AND BUTANES IN 1983

TYPE OF ORDER	LICENSEE	ORDER NUMBER	DATE OF ISSUE	COMMENTS
Orders Amending Existing Natural Gas Export Licences	1. Alberta and Southern Gas Co. Ltd.	AO-17-GL-3	83-04-07	Amendment establishing that the price to be charged for gas exports is $U.S. 4.10/GJ as outlined in the Gas Export Prices Regulations.
	2. Westcoast Transmission Company Limited	AO-18-GL-4	83-03-10	Amendment establishing daily operating tolerances of two and one half percent of the daily authorized quantity during any 24-hour period.
	3. Westcoast Transmission Company Limited	AO-19-GL-4	83-04-07	See item 1.
	4. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-20-GL-5	83-04-07	See item 1.
	5. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	AO-14-GL-16	83-04-07	See item 1.
	6. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-19-GL-17	83-04-07	See item 1.
	7. TransCanada PipeLines Limited	AO-27-GL-18	83-01-13	Amendment extending the removal of the daily export limitations to 83-10-31 and establishing Niagara Falls, Ontario as an additional export point to 83-10-31.
	8. TransCanada PipeLines Limited	AO-28-GL-18	83-06-16	Amendment extending the term of the licence from 89-11-01 to 90-10-31 so as to permit the licensee the opportunity to deliver certain quantities of natural gas paid for but not taken by its export customer.
	9. TransCanada PipeLines Limited	AO-29-GL-18	83-04-07	See item 1.
	10. TransCanada PipeLines Limited	AO-21-GL-19	83-04-07	See item 1.
	11. TransCanada PipeLines Limited	AO-29-GL-20	83-01-13	Amendment extending the removal of the daily export limitation to 83-10-31.
	12. TransCanada Pipelines Limited	AO-30-GL-20	83-06-16	Amendment extending the term of the licence from 91-11-01 to 92-10-31 so as to permit the licensee the opportunity to deliver certain quantities of natural gas paid for but not taken by its export customer.
	13. TransCanada PipeLines Limited	AO-31-GL-20	83-04-07	See item 1.
	14. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	AO-16-GL-24	83-03-08	Amendment establishing an increase in the daily, annual and term quantities of natural gas that may be exported under the licence.
	15. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	AO-17-GL-24	83-04-07	See item 1.
	16. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-21-GL-25	83-03-08	See item 14.
	17. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-22-GL-25	83-04-07	See item 1.
	18. ICG Transmission Holdings Ltd.	AO-18-GL-28	83-04-07	See item 1.

G-III (cont'd)

NEW LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, ETHANE, ETHYLENE, PROPANE AND BUTANES IN 1983

TYPE OF ORDER	LICENSEE	ORDER NUMBER	DATE OF ISSUE	COMMENTS
Orders Amending Existing Natural Gas Export Licences	19. ICG Transmission Holdings Ltd.	AO-17-GL-29	83-04-07	See item 1.
	20. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	AO-14-GL-35	83-03-08	See item 14.
	21. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	AO-15-GL-35	83-04-07	See item 1.
	22. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-16-GL-36	83-04-07	See item 1.
	23. TransCanada PipeLines Limited	AO-22-GL-37	83-01-13	See item 11.
	24. TransCanada PipeLines Limited	AO-23-GL-37	83-06-16	Amendment extending the term of the licence from 90-11-01 to 91-10-31 so as to permit the licensee the opportunity to deliver certain quantities of natural gas paid for but not taken by its export customer.
	25. TransCanada PipeLines Limited	AO-24-GL-37	83-04-07	See item 1.
	26. TransCanada PipeLines Limited	AO-14-GL-38	83-06-16	See item 24.
	27. TransCanada PipeLines Limited	AO-15-GL-38	83-04-07	See item 1.
	28. TransCanada PipeLines Limited	AO-14-GL-39	83-06-16	See item 24.
	29. TransCanada PipeLines Limited	AO-15-GL-39	83-04-07	See item 1.
	30. Westcoast Transmission Company Limited	AO-26-GL-41	83-03-08	Amendment establishing an increase in the daily, annual and term quantities of natural gas that may be exported under the licence and establishing Kingsgate, B.C. as an additional export point.
	31. Westcoast Transmission Company Limited	AO-27-GL-41	83-04-07	See item 1.
	32. TransCanada PipeLines Limited	AO-21-GL-43	83-03-31	Amendment removing condition 6 of the licence which required the licensee to file monthly schedules showing volumes of natural gas exported for fuel and other related uses in the transmission of natural gas for Licences GL-18, GL-20, GL-21, GL-37 and GL-42.
	33. TransCanada PipeLines Limited	AO-22-GL-43	83-04-07	See item 1.
	34. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-5-GL-52	83-03-08	See item 14.
	35. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-6-GL-52	83-04-07	See item 1.
	36. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-4-GL-53	83-04-07	See item 1.

G-III (cont'd)

NEW LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, ETHANE, ETHYLENE, PROPANE AND BUTANES IN 1983

TYPE OF ORDER	LICENSEE	ORDER NUMBER	DATE OF ISSUE	COMMENTS
Orders Amending Existing Natural Gas Export Licences	37. Columbia Gas Development of Canada Ltd.	AO-5-GL-54	83-03-08	Amendment establishing an increase in the daily, annual and term quantity of natural gas that may be exported under the licence and establishing Monchy, Sask. as the export point for such additional quantities.
	38. Columbia Gas Development of Canada Ltd.	AO-6-GL-54	83-04-07	See item 1.
	39. Niagara Gas Transmission Limited	AO-3-GL-55	83-03-08	See item 14.
	40. Niagara Gas Transmission Limited	AO-4-GL-55	83-04-07	See item 1.
	41. ProGas Limited	AO-4-GL-56	83-03-08	Amendment establishing an increase in the daily and annual quantities of natural gas that may be exported under the licence.
	42. ProGas Limited	AO-5-GL-56	83-04-07	See item 1.
	43. Sulpetro Limited	AO-7-GL-57	83-01-13	Amendment removing the limitation on the quantity of natural gas that may be exported on any one day during the period 82-11-01 to 83-10-31.
	44. Sulpetro Limited	AO-8-GL-57	83-04-07	See item 1.
	45. Sulpetro Limited	AO-9-GL-57	83-10-24	Amendment extending the term of the licence from 83-11-01 to 84-02-29 so as to permit the licensee the opportunity to deliver certain quantities of natural gas paid for but not taken by its export customer.
	46. Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-4-GL-58	83-03-08	See item 14.
	47. Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-5-GL-58	83-04-07	See item 1.
	48. Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-4-GL-59	83-03-08	See item 14.
	49. Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-5-GL-59	83-04-07	See item 1.
	50. TransCanada PipeLines Limited	AO-3-GL-60	83-04-07	See item 1.
	51. Consolidated Natural Gas Limited	AO-6-GL-61	83-03-08	See item 14.
	52. Consolidated Natural Gas Limited	AO-7-GL-61	83-04-07	See item 1.

G-III (cont'd)

NEW LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, ETHANE, ETHYLENE, PROPANE AND BUTANES IN 1983

TYPE OF ORDER		LICENSEE	ORDER NUMBER	DATE OF ISSUE	COMMENTS
Orders Amending Existing Natural Gas Export Licences	53	Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-3-GO-3-79	83-04-07	See item 1
	54	Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-2-GL-62	83-04-07	See item 1
	55	Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-2-GL-63	83-03-08	Amendment establishing a decrease in the daily, annual and term quantities of natural gas that may be exported under the licence
	56	Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-3-GL-63	83-04-07	See item 1
	57	Union Gas Limited	AO-2-GL-64	83-04-07	See item 1
	58	Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-1-GL-65	83-04-07	See item 1
	59	Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-1-GL-66	83-04-07	See item 1
	60	Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	AO-1-GL-67	83-04-07	See item 1
	61	Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	AO-1-GL-68	83-04-07	See item 1
	62	Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	AO-1-GL-69	83-04-07	See item 1
	63	Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-1-GL-70	83-04-07	See item 1
	64	Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-1-GL-71	83-04-07	See item 1
	65	Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-1-GL-72	83-04-07	See item 1
	66	Columbia Gas Development of Canada Ltd.	AO-1-GL-74	83-04-07	See item 1
	67	Consolidated Natural Gas Limited	AO-1-GL-75	83-04-07	See item 1

G-III (cont'd)

NEW LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, ETHANE, ETHYLENE, PROPANE AND BUTANES IN 1983

TYPE OF ORDER		LICENSEE	ORDER NUMBER	DATE OF ISSUE	COMMENTS
Orders Amending Existing Natural Gas Export Licences	68	KannGaz Producers Ltd.	AO-1-GL-77	83-04-07	See item 1
	69	Niagara Gas Transmission Limited	AO-1-GL-78	83-04-07	See item 1
	70	ProGas Limited	AO-1-GL-79	83-04-07	See item 1
	71	ProGas Limited	AO-1-GL-80	83-04-07	See item 1
	72	ProGas Limited	AO-1-GL-81	83-04-07	See item 1
	73	Sulpetro Limited	AO-1-GL-82	83-04-07	See item 1
	74	TransCanada PipeLines Limited	AO-1-GL-83	83-04-07	See item 1
	75	TransCanada PipeLines Limited	AO-2-GL-83	83-06-23	Amendment extending the term of the licence to 96-10-31 and changing the daily and annual quantities of natural gas which may be exported under the licence
	76	TransCanada PipeLines Limited	AO-1-GL-84	83-04-07	See item 1
	77	TransCanada PipeLines Limited	AO-1-GL-85	83-04-07	See item 1
	78	TransCanada PipeLines Limited	AO-1-GL-86	83-04-07	See item 1
	79	TransCanada PipeLines Limited	AO-1-GL-87	83-04-07	See item 1
	80	TransCanada PipeLines Limited	AO-1-GL-88	83-04-07	See item 1

G-III (cont'd)

NEW LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, ETHANE, ETHYLENE, PROPANE AND BUTANES IN 1983

TYPE OF ORDER	LICENSEE	ORDER NUMBER	DATE OF ISSUE	COMMENTS
Orders Amending Existing Natural Gas Export Licences	81. TransCanada PipeLines Limited	AO-1-GL-89	83-04-07	See item
	82. Trans Canada PipeLines Limited	AO-1-GL-90	83-04-07	See item 1.
	83. Transcontinental Gas Pipe Line Corporation	AO-1-GL-91	83-04-07	See item 1.
	84. Union Gas Limited	AO-1-GL-92	83-04-07	See item 1.
	85. Westcoast Transmission Company Limited	AO-1-GL-93	83-04-07	See item 1.
	86. Westcoast Transmission Company Limited	AO-1-GL-94	83-04-07	See item 1.
	87. Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-1-GL-95	83-04-07	See item 1.
Orders Amending Existing Ethane Export Licences	1. Dome Petroleum Limited	AO-6-GL-47	83-01-06	Amendment establishing the minimum price for ethane exports to be not less than an amount calculated in accordance with a pricing formula contained in the agreement dated 73-01-08 as amended 81-11-19.
	2. Dome Petroleum Limited	AO-7-GL-47	83-03-24	Amendment extending terms outlined in the 81-11-19 amending agreement.
	3. Dome Petroleum Limited	AO-8-GL-47	83-09-08	Amendment establishing a minimum pricing provision for ethane exports.
	4. Dome Petroleum Limited	AO-2-GL-51	83-01-06	See item 1.
	5. Dome Petroleum Limited	AO-3-GL-51	83-03-24	See item 2.
	6. Dome Petroleum Limited	AO-4-GL-51	83-09-08	See item 3.
Orders Amending Existing Ethylene, Propane and Butanes Licences and Orders	During 1983, there were no amending orders to existing ethylene, propane and butanes licences or orders.			

G-IV

CURRENT LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, PROPANE, BUTANES, ETHANE AND ETHYLENE AS AT 31 DECEMBER 1983

EXPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	POINT OF EXPORT	TERM OF LICENCE OR ORDER		MAXIMUM EXPORT VOLUMES		
			FROM	TO	DAILY (10^3 m^3)	ANNUAL (10^6 m^3)	TERM (10^6 m^3)
NATURAL GAS							
1 Alberta & Southern Gas Co Ltd	GL-3 (AO-17)	Kingsgate, B C	61-10-31	86-10-30	12 995 4	4 341 8	109 467 8
			86-10-31	87-10-31	3 248 9	1 085 5	
2 Westcoast Transmission Company Limited	GL-4 (AO-19)	Kingsgate, B C	61-12-10	81-12-09	4 305 8	1 444 7	35 250 9
			81-12-10	82-10-31	4 305 8	1 300 0	
			82-11-01	84-10-31	4 305 8	1 444 7	
			84-11-01	85-10-31	3 229 4	1 083 5	
			85-11-01	86-10-31	2 152 9	722 4	
			86-11-01	87-10-31	1 076 5	361 2	
3 Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-5 (AO-20)[a]	Cardston, Alta Emerson, Man Niagara Falls, Ont Aden, Alta	61-10-31	86-10-30	1 019 8	310 2	7 832 3
			86-10-31	87-10-31	255 0	77 6	
			76-05-11	79-12-31	[b]	[b]	
4 Alberta & Southern Gas Co Ltd	GL-16 (AO-14)	Kingsgate, B C	66-11-01	67-10-31	3 204 6	1 059 9	45 721 1
			67-11-01	89-10-31	6 409 2	2 119 8	
5 Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-17 (AO-19)[a]	Cardston, Alta Emerson, Man Niagara Falls, Ont Aden, Alta	66-11-01	67-10-31	339 9	103 4	4 652 8
			67-11-01	89-10-31	679 9	206 8	
			76-05-11	79-12-31	[b]	[b]	
6 TransCanada PipeLines Limited	GL-18 (AO-29)[a]	Emerson, Man	65-11-01	66-10-31	708 2	226 6[c]	33 993 4
			66-11-01	89-10-31	4 277 5	1 481 5	
			(89-11-01	90-10-31[d]	4 277 5	1 481 5)	
			78-12-07	81-10-31	N/A	1 481 5	
			81-11-01	82-10-31	N/A	1 481 5	
		Niagara Falls, Ont	79-10-18	79-12-16	[e]	[e]	
			80-06-05	81-10-31			
			81-11-01	82-10-31			
			83-05-10	83-10-31			
7 TransCanada PipeLines Limited	GL-19 (AO-21)	Philipsburg, Que	55-11-01	82-10-31	600 6	184 1	3 059 4
			82-11-01	83-10-31	634 5	184 1	
			83-11-01	84-10-31	657 2	184 1	
			84-11-01	85-10-31	679 9	184 1	
			85-11-01	86-10-31	702 5	184 1	
			86-11-01	89-10-31	725 2	184 1	
8 TransCanada PipeLines Limited	GL-20 (AO-31)[a]	Emerson, Man	67-11-01	91-10-31	2 662 8	909 3	21 670 8
			(91-11-01	92-10-31[d]	2 662 8	909 3)	
			78-12-07	81-10-31	N/A	909 3	
			81-11-01	82-10-31	N/A	909 3	
9 TransCanada PipeLines Limited	GL-21 (AO-7)[f]	Emerson, Man	68-11-05	91-10-31	N/S	7 019 1	169 967 0
10 Alberta & Southern Gas Co Ltd	GL-24 (AO-17)	Kingsgate, B C	68-11-01	69-10-31	3 427 7	1 102 0	52 491 0
			69-11-01	91-10-31	6 685 4	2 206 7	
			91-11-01	92-10-31	4 784 6	1 577 4	
			91-11-01	92-10-31	3 835 6	1 263 4	
11 Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-25 (AO-22)[a]	Cardston, Alta Emerson, Man Niagara Falls, Ont	68-11-01	69-10-31	339 9	103 4	4 905 4
			69-11-01	91-10-31	679 9	206 8	
			91-11-01	92-10-31	439 0	133 6	
			92-11-01	93-10-31	390 9	119 0	

G-IV (cont'd)

CURRENT LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, PROPANE, BUTANES, ETHANE AND ETHYLENE AS AT 31 DECEMBER 1983

EXPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	POINT OF EXPORT	TERM OF LICENCE OR ORDER		MAXIMUM EXPORT VOLUMES		
			FROM	TO	DAILY (10^3 m^3)	ANNUAL (10^6 m^3)	TERM (10^6 m^3)
NATURAL GAS							
		Aden, Alta.[g]	73-03-27	74-05-14	2 817.5	563.5	
			74-05-14	75-05-14	2 817.5	563.5	
			75-05-14	76-05-14	2 817.5	283.3	
			76-05-14	77-05-14	1 408.7	141.6	
			76-05-11	79-12-31	[b]	[b]	
12 ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28 (AO-16)	Sprague, Man.	70-11-01	95-10-31	80.3	9.5	229.0
13 ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-29 (AO-17)	Fort Frances, Ont.	70-11-01	95-10-31	915.6	218.5	5 462.2
14 ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-30 (AO-3)[h]	Sprague, Man.	70-11-01	95-10-31	1 321.8	344.0	8 498.1
15 Alberta and Southern Gas Co. Ltd.	GL-35 (AO-15)	Kingsgate, B.C.	70-11-01	87-10-31	5 807.2	1 912.1	32 506.2
16 Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-36 (AO-18)	Cardston, Alta.	70-11-01	85-10-31	339.9	103.4	1 628.5
			85-11-01	86-10-31	170.0	51.7	
			86-11-01	87-10-31	85.0	25.9	
		Aden, Alta.	76-05-11	79-12-31	[b]	[b]	
	[a]	Emerson, Man. Niagara Falls, Ont. Cardston, Alta.	82-03-04	82-10-31	339.9	103.4	
17 TransCanada PipeLines Limited	GL-37 (AO-24[d])	Emerson, Man.	70-11-01	90-10-31	5 546.6	2 030.1	40 601.0
			(90-11-01	91-10-31[f])	5 546.6	2 030.1)	
			78-12-07	81-10-31	N/A	2 030.1	
			81-11-01	82-10-31	N/A	2 030.1	
18 TransCanada PipeLines Limited	GL-38 (AO-15)	Emerson, Man.	70-11-01	90-10-31	1 416.4	518.4	10 368.0
			(90-11-01	91-10-31[f])	1 416.4	518.4)	
19 TransCanada PipeLines Limited	GL-39 (AO-15)	Emerson, Man.	70-11-01	90-10-31	204.0	74.6	1 493.0
			(90-11-01	91-10-31[f])	204.0	74.6)	
20 Westcoast Transmission Company Limited	GL-41 (AO-27)	Huntingdon, B.C.	71-11-01	72-10-31	20 773.9	7 223.1	143 495.2
			72-11-01	80-10-31	22 922.9[j]	7 970.3	
			80-11-01	83-03-31	24 622.6	7 970.3[k]	
			83-04-01	83-10-31	26 039.0	4 706.2	
			83-11-01	89-10-31	26 039.0	8 067.8	
		Kingsgate, B.C.[i]	73-11-01	79-10-31			
			83-04-01	89-10-31	2 832.8	N/S	
		Monchy, Sask.[i]	82-11-01	83-03-31	1 274.8	419.5	
			83-04-01	89-10-31	1 416.4	517.0	

G-IV (cont'd)

CURRENT LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, PROPANE, BUTANES, ETHANE AND ETHYLENE AS AT 31 DECEMBER 1983

EXPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	POINT OF EXPORT	TERM OF LICENCE OR ORDER		MAXIMUM EXPORT VOLUMES		
			FROM	TO	DAILY (10^3 m^3)	ANNUAL (10^6 m^3)	TERM (10^6 m^3)
NATURAL GAS							
21. TransCanada PipeLines Limited	GL-42 (AO-3)[f]	Emerson, Man.	71-04-15 71-11-01	71-10-31 94-10-31	N/S N/S	323.8 2 612.3	60 316.5
22. TransCanada PipeLines Limited	GL-43 (AO-22)	Emerson, Man.	71-11-01	91-10-31	N/S	481.6	9 631.5
23. Consolidated Natural Gas Limited	GL-44[k]	Emerson, Man.	72-03-15	92-10-31	4 249.2	1 274.8	18 951.3
24. Tenneco LNG Inc.	GL-49	St. Stephen, N.B.	[l]	[l]	32 295.0	11 820.0	[l]
25. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-52 (AO-6)	Aden, Alta. Emerson, Man.[a] Niagara Falls, Ont. Aden, Alta.	80-01-01 83-04-01 82-03-04	83-03-31 87-12-31 82-10-31	1 416.4 1 133.1 1 416.4	283.3 283.3 283.3	2 266.4
26. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-53 (AO-4)[m] [k]	Cardston, Alta. Emerson, Man. & Niagara Falls, Ont.	86-07-01 86-11-01	86-10-31 87-10-31	340.0 170.0	34.5 51.7	86.2
27. Columbia Gas Development of Canada Ltd.	GL-54 (AO-6)	Monchy, Sask.	83-04-01 84-01-01	83-12-31 87-12-31	1 450.0 1 450.0	387.7 517.0	3 556.1
		Huntingdon, B.C.	80-01-01 81-11-01 82-01-01	80-10-31 81-12-31 83-03-31	1 110.4 1 450.0 1 450.0	368.3 70.8 423.5	
28. Niagara Gas Transmission Limited	GL-55 (AO-4)	Cornwall, Ont.	80-01-01 82-11-01 83-04-01 83-11-01 85-11-01	82-10-31 83-03-31 83-10-31 85-10-31 87-10-31	350.0 350.0 1 200.0 1 200.0 1 200.0	89.1 37.1 145.8 250.0 275.0	1 500.2
29. ProGas Limited	GL-56 (AO-5)[m]	Emerson, Man. and Monchy, Sask. (Combined Maximum)	80-11-01 85-11-01 86-11-01	85-10-31 86-10-31 87-10-31	9 440.9 7 552.7 5 664.5	3 100.0 2 480.0 1 860.0	17 050.0
		Maximums permitted at Monchy, Sask. as part of combined Emerson/ Monchy Volumes	81-11-01 82-11-01 84-11-01 85-11-01 86-11-01	82-10-31 84-10-31 85-10-31 86-10-31 87-10-31	2 613.7 4 849.4 6 457.6 6 797.4 5 098.1	954.0 1 770.0 2 357.0 2 480.0 1 860.0	(10 100.7)
30. Sulpetro Limited	GL-57 (AO-9)	Niagara Falls, Ont.	80-01-01 80-11-01 82-11-01 82-11-04 83-11-01	80-10-31 82-10-31 82-11-03 83-10-31 84-02-29	2 089.1[o] 2 089.1[o] 2 125.0 2 125.0 2 125.0	612.8 762.5 608.4[o] 608.4[o] 170.0	1 869.6

G-IV (cont'd)

CURRENT LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, PROPANE, BUTANES, ETHANE, AND ETHYLENE AS AT 31 DECEMBER 1983

EXPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	POINT OF EXPORT	TERM OF LICENCE OR ORDER		MAXIMUM EXPORT VOLUMES		
			FROM	TO	DAILY (10^3 m^3)	ANNUAL (10^6 m^3)	TERM (10^6 m^3)
NATURAL GAS							
31. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-58 (AO-5)	Monchy, Sask.	81-11-01	84-10-31	24 928.5	8 294.4	50 146.0
			84-11-01	85-10-31	18 696.4	6 220.8	
			85-11-01	86-10-31	12 464.3	4 147.2	
			86-11-01	87-10-31	19 837.2	6 600.4	
			87-11-01	88-10-31	24 928.5	8 294.4	
32. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-59 (AO-5)	Kingsgate, B.C.	80-11-01	84-10-31	7 478.6	2 488.3	16 174.0
			84-11-01	85-10-31	5 608.9	1 866.2	
			85-11-01	86-10-31	3 739.3	1 244.2	
			86-11-01	87-10-31	1 869.0	622.1	
			87-11-01	88-10-31	7 478.6	2 488.3	
33. TransCanada PipeLines Limited	GL-60 (AO-3)	Emerson, Man.	80-01-01	80-10-31	6 317.1[p]	800.0	10 896.4
			80-11-01	84-10-31	6 317.1[p]	2 096.3	
			84-11-01	85-10-31	4 737.8	1 572.2	
			85-11-01	85-12-14	3 158.6	139.0	
34. Consolidated Natural Gas Limited	GL-61 (AO-7)[n]	Emerson, Man. and Monchy, Sask. (Combined maximum)	80-11-01	85-10-31	5 665.6[q]	2 067.9	13 389.6
			85-11-01	86-10-31	4 532.5	1 654.0	
			86-11-01	87-10-31	3 824.3	1 396.0	
		Maximum permitted at Monchy, Sask. as part of combined Emerson/ Monchy volumes.	81-11-01	84-10-31	3 232.9[q]	1 180.0	(7 278.9)
			84-11-01	85-10-31	3 891.1	1 438.4	
			85-11-01	86-10-31	3 682.6	1 344.0	
			86-11-01	87-10-31	2 620.3	956.5	
35. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-62 (AO-2)	Monchy, Sask.	84-11-01	85-10-31	6 232.1	2 073.6	7 914.8
			85-11-01	86-10-31	12 464.2	4 147.2	
			86-11-01	87-10-31	5 091.3	1 694.0	
36. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-63 (AO-3)	Kingsgate, B.C.	80-11-01	83-10-31	931.5	340.0	4 354.5
			83-11-01	85-10-31	1 869.7	622.1	
			85-11-01	86-10-31	3 739.4	1 244.1	
			86-11-01	87-10-31	5 609.6	1 866.2	
37. Union Gas Limited	GL-64 (AO-2)	Windsor, Ont.	80-11-01	85-10-31	1 100.0	284.0	1 420.0
38. Canadian-Montana Pipe Line Company	GO-3-79 (AO-3)	Reagan Fields, Alta.	79-05-01	93-12-31	30.0	10.3	105.0
39. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-65 (AO-1)	Kingsgate, B.C.	88-11-01	90-10-31	7 478.6	2 488.3	7 462.4
			90-11-01	91-10-31	4 980.7	1 657.2	
			91-11-01	92-10-31	2 490.7	828.6	
			(92-11-01	93-10-31[r]	7 478.6	2 488.3)	
40. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-66 (AO-1)	Monchy, Sask.	88-11-01	90-10-31	24 928.5	8 294.4	24 874.9
			90-11-01	91-10-31	16 602.4	5 524.1	
			91-11-01	92-10-31	8 301.2	2 762.0	
			(92-11-01	93-10-31[r]	24 928.5	8 294.4)	
41. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-67 (AO-1)	Kingsgate, B.C.	86-11-01	87-10-31[s]	12 995.4	3 256.3	20 619.1
			87-11-01	90-10-31	12 995.4	4 341.8	
			90-11-01	91-10-31	8 654.9	2 891.6	
			91-11-01	92-10-31	4 327.5	1 445.8	

G-IV (cont'd)

CURRENT LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, PROPANE, BUTANES, ETHANE, AND ETHYLENE AS AT 31 DECEMBER 1983

EXPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	POINT OF EXPORT	TERM OF LICENCE OR ORDER		MAXIMUM EXPORT VOLUMES		
			FROM	TO	DAILY (10^3 m^3)	ANNUAL (10^6 m^3)	TERM (10^6 m^3)
NATURAL GAS							
42. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-68 (AO-1)	Kingsgate, B.C.	89-11-01	90-10-31	6 409.2	2 119.8	4 237.5
			90-11-01	91-10-31	4 268.5	1 411.8	
			91-11-01	92-10-31	2 134.3	705.9	
43. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-69 (AO-1)	Kingsgate, B.C.	87-11-01	90-10-31	5 807.2	1 912.1	7 646.4
			90-11-01	91-10-31	3 867.6	1 273.4	
			91-11-01	92-10-31	1 933.8	636.7	
44. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-70 (AO-1)	Niagara Falls, Ont.	86-11-01	87-10-31	637.4	193.9	814.1
			87-11-01	90-10-31	509.9	155.1	
			90-11-01	91-10-31	339.6	103.3	
			91-11-01	92-10-31	169.8	51.6	
45. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-71 (AO-1)	Niagara Falls, Ont.	89-11-01	90-10-31	340.0	103.4	206.7
			90-11-01	91-10-31	226.4	68.9	
			91-11-01	92-10-31	113.2	34.4	
46. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-72 (AO-1)	Aden, Alta.	88-01-01	88-10-31	1 133.1	236.1	1 085.7
			88-11-01	90-10-31	1 133.1	283.3	
			90-11-01	91-10-31	754.6	188.7	
			91-11-01	92-10-31	377.3	94.3	
47. Columbia Gas Development of Canada Ltd.	GL-74 (AO-1)	Monchy, Sask.	88-01-01	88-10-31	1 450.0	430.8	1 981.3
			88-11-01	90-10-31	1 450.0	517.0	
			90-11-01	91-10-31	965.7	344.3	
			91-11-01	92-10-31	482.8	172.2	
48. Consolidated Natural Gas Limited	GL-75 (AO-1)	Monchy, Sask. and Emerson, Man. Combined Maximum	87-11-01	89-10-31	3 824.3	1 396.0	2 792.0
		Maximums permitted at Monchy, Sask. as part of combined Emerson/Monchy volumes	87-11-01	89-10-31	1 912.2	698.0	(1 396.0)
49. Dome Petroleum Limited	GL-76	Point west of Port Simpson Bay, B.C.	86-04-01	86-12-31	N/S	2 258.0	62 761.0
			87-01-01	87-12-31	N/S	3 309.0	
			88-01-01	88-12-31	N/S	3 986.0	
			89-01-01	89-12-31	N/S	4 136.0	
			90-01-01	2000-12-31	N/S	4 362.0	
			2001-01-01	2001-03-31	N/S	1 090.0	
50. KannGaz Producers Ltd.	GL-77 (AO-1)	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	93-10-31	3 540.0	1 292.1	13 567.0
			93-11-01	94-10-31	2 655.0	969.1	
			94-11-01	95-10-31	1 770.0	646.0	
			95-11-01	96-10-31	885.0	323.0	
			(96-11-01	97-10-31[f])	3 540.0	1 292.1)	
51. Niagara Gas Transmission Limited	GL-78 (AO-1)	Cornwall, Ont.	87-11-01	90-10-31	1 200.0	275.0	1 099.7
			90-11-01	91-10-31	799.2	183.1	
			91-11-01	92-10-31	399.2	91.6	

G-IV (cont'd)

CURRENT LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, PROPANE, BUTANES, ETHANE, AND ETHYLENE AS AT 31 DECEMBER 1983

EXPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	POINT OF EXPORT	TERM OF LICENCE OR ORDER		MAXIMUM EFFORT VOLUMES		
			FROM	TO	DAILY (10^3 m^3)	ANNUAL (10^6 m^3)	TERM (10^6 m^3)
NATURAL GAS							
52. ProGas Limited	GL-79 (AO-1)	Emerson, Man. and Monchy, Sask. Combined Maximum	87-11-01 88-11-01	88-10-31 89-10-31	3 776.4 1 888.2	1 240.0 620.0	1 860.0
		Maximums permitted at Monchy, Sask. as part of Emerson/Monchy volumes	87-11-01 88-11-01	88-10-31 89-10-31	3 398.8 1 699.4	1 240.0 620.0	(1 674.0)
53. ProGas Limited	GL-80 (AO-1)	Niagara Falls, Ont.	84-11-01 93-11-01 94-11-01 95-11-01 (96-11-01	93-10-31 94-10-31 95-10-31 96-10-31 97-10-31[p]	1 420.0 1 065.0 710.0 355.0 1 420.0	518.3 388.7 259.1 129.6 518.3)	5 442.1
54. ProGas Limited	GL-81 (AO-1)	Emerson, Man.	83-11-01 92-11-01 93-11-01 94-11-01 (95-11-01	92-10-31 93-10-31 94-10-31 95-10-31 96-10-31[p]	5 270.0 3 952.5 2 635.0 1 317.5 5 270.0	1 923.5 1 442.6 961.7 480.9 1 923.5)	20 196.7
55. Sulpetro Limited	GL-82 (AO-1)	Niagara Falls, Ont.	83-11-01 87-11-01 88-11-01 89-11-01 90-11-01 (91-11-01	87-10-31 88-10-31 89-10-31 90-10-31 91-10-31 92-10-31[p]	2 125.0 1 700.0 1 275.0 850.0 425.0 2 125.0	775.6 620.5 465.4 310.2 155.1 775.6)	4 653.7
56. TransCanada PipeLines Limited	GL-83 (AO-2)	Niagara Falls, Ont.	84-11-01 86-11-01 94-11-01 95-11-01 (96-11-01	86-10-31 94-10-31 95-10-31 96-10-31 97-10-31[p]	1 133.1 2 620.3 1 521.3 774.3 2 620.3	414.0 959.0 556.8 283.4 959.0)	9 350.2
57. TransCanada PipeLines Limited	GL-84 (AO-1)	Niagara Falls, Ont.	84-11-01 93-11-01 (94-11-01	93-10-31 94-10-31 95-10-31[p]	1 416.4 1 062.3 1 416.4	518.4 388.8 518.4)	5 054.4
58. TransCanada PipeLines Limited	GL-85 (AO-1)	Niagara Falls, Ont.	84-11-01 93-11-01 (94-11-01	93-10-31 94-10-31 95-10-31[p]	2 832.8 2 124.6 2 832.8	1 036.8 777.6 1 036.8)	10 108.8
59. TransCanada PipeLines Limited	GL-86 (AO-1)	Emerson, Man.	84-11-01 93-11-01 94-11-01 95-11-01 (96-11-01	93-10-31 94-10-31 95-10-31 96-10-31 97-10-31[p]	2 832.8 2 124.6 1 416.4 708.2 2 832.2	1 036.8 777.6 518.4 259.2 1 036.8)	10 886.4
60. TransCanada PipeLines Limited	GL-87 (AO-1)	Emerson, Man.	84-11-01 93-11-01 94-11-01 95-11-01 (96-11-01	93-10-31 94-10-31 95-10-31 96-10-31 97-10-31[p]	2 832.8 2 124.6 1 416.4 708.2 2 832.8	1 036.8 777.6 518.4 259.2 1 036.8)	10 886.4

G-IV (cont'd)

CURRENT LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, PROPANE, BUTANES, ETHANE, AND ETHYLENE AS AT 31 DECEMBER 1983

EXPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	POINT OF EXPORT	TERM OF LICENCE OR ORDER		MAXIMUM EXPORT VOLUMES		
			FROM	TO	DAILY ($10^3 m^3$)	ANNUAL ($10^6 m^3$)	TERM ($10^6 m^3$)
NATURAL GAS							
61. TransCanada PipeLines Limited	GL-88 (AO-1)	Emerson, Man. and/or Niagara Falls, Ont.	84-11-01	93-10-31	4 249.2	1 555.2	16 329.6
			93-11-01	94-10-31	3 186.9	1 166.4	
			94-11-01	95-10-31	2 124.6	777.6	
			95-11-01	96-10-31	1 062.3	388.8	
			(96-11-01	97-10-31[97])	4 249.2	1 555.2)	
62. TransCanada PipeLines Limited	GL-89 (AO-1)	Emerson, Man.	84-11-01	85-10-31[92]	6 317.1	542.1	12 960.8
			85-11-01	86-10-31	6 317.1	1 957.3	
			86-11-01	90-10-31	6 317.1	2 096.3	
			90-11-01	91-10-31	4 207.2	1 396.1	
			91-11-01	92-10-31	2 103.6	698.1	
			(92-11-01	93-10-31[97])	6 317.1	2 096.3)	
63. TransCanada PipeLines Limited	GL-90 (AO-1)	Niagara Falls, Ont.	85-11-01	94-10-31	1 416.4	518.4	5 443.2
			94-11-01	95-10-31	1 062.3	388.8	
			95-11-01	96-10-31	708.2	259.2	
			96-11-01	97-10-31	354.1	129.6	
			(97-11-01	98-10-31[97])	1 416.4	518.4)	
64. Transcontinental Gas Pipe Line Corporation	GL-91 (AO-1)	Niagara Falls, Ont.[90]	84-11-01	93-10-31	8 498.4	1 555.2	16 329.6
			93-11-01	94-10-31	6 373.8	1 166.4	
			94-11-01	95-10-31	4 249.2	777.6	
			95-11-01	96-10-31	2 124.6	388.8	
65. Union Gas Limited	GL-92 (AO-1)	Windsor, Ont.	85-11-01	90-10-31	1 100.0	284.0	1 703.7[91]
			90-11-01	91-10-31	732.6	189.1	
			91-11-01	92-10-31	366.3	94.6	
			(92-11-01	93-10-31[97])	1 100.0	284.0)	
66. Westcoast Transmission Company Limited	GL-93 (AO-1)	Huntingdon, B.C.	89-11-01	92-10-31	8 498.3	3 101.9	13 958.5
			92-11-01	93-10-31	6 373.7	2 326.4	
			93-11-01	94-10-31	4 249.1	1 550.9	
			94-11-01	95-10-31	2 124.6	775.5	
67. Westcoast Transmission Company Limited	GL-94 (AO-1)	Huntingdon, B.C., Kingsgate, B.C. and Monchy, Sask. Combined Maximum	89-11-01	90-10-31	13 731.0	4 637.1	9 269.5
			90-11-01	91-10-31	9 144.8	3 088.3	
			91-11-01	92-10-31	4 572.4	1 544.1	
		Maximums permitted at Monchy, Sask. as part of combined Huntingdon/ Kingsgate/Monchy Volumes	89-11-01	90-10-31	1 416.4	517.0	
			90-11-01	91-10-31	1 416.4	517.0	
			91-11-01	92-10-31	1 416.4	517.0	

G-IV (cont'd)

CURRENT LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, PROPANE, BUTANES, ETHANE AND ETHYLENE AS AT 31 DECEMBER 1983

EXPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	POINT OF EXPORT	TERM OF LICENCE OR ORDER		MAXIMUM EXPORT VOLUMES		
			FROM	TO	DAILY ($10^3 m^3$)	ANNUAL ($10^6 m^3$)	TERM ($10^6 m^3$)
NATURAL GAS							
		Maximums permitted at Kingsgate, B.C. as part of combined Huntingdon/Kingsgate/Monchy volumes	89-11-01 90-11-01 91-11-01	90-10-31 91-10-31 92-10-31	2 832.8 2 832.8 2 832.8	N/S N/S N/S	
68 Pan-Alberta Gas Ltd	GL-95 (AO-1)	Niagara Falls, Ont.	84-11-01 93-11-01 94-11-01 95-11-01	93-10-31 94-10-31 95-10-31 96-10-31	4 332.5 3 249.4 2 166.2 1 083.1	1 581.4 1 186.0 790.7 395.4	16 604.7

(a) Emerson, Man. and Niagara Falls, Ont. were added as additional export points to GL-5, GL-17, GL-25 & GL-53 effective November 1, 1982 and to GL-36, and GL-52 for the period March 4, 1982 to October 31, 1982.

(b) Notwithstanding the named point of export at Cardston, Alta., gas was allowed to be exported at Aden, Alta., provided the combined volume exported at Aden under Licences GL-5, GL-17, GL-25 and GL-36 did not exceed 2 817.5 × $10^3 m^3$/d or 563.5 × $10^6 m^3$/a during the period 1976-05-11 to 1979-12-31.

(c) Interruptible. Note that the figure of 226.8 × $10^6 m^3$ represents the permitted short-term exports from 1965-11-01 to 1968-10-31.

(d) During the period 1980-11-01 to 1982-10-31, the Licensee is authorized to export additional volumes in excess of the daily maximum under Licences GL-18, GL-20 and GL-37, such additional volumes being subject to interruption to satisfy Canadian and export customers for sales and transportation services. The annual combined quantity of these interruptible volumes under the three licences shall not exceed 1 983.0 × $10^6 m^3$ during the period 1980-11-01 to 1981-10-31, and 1 400.0 × $10^6 m^3$ during the periods 1981-11-01 to 1982-10-31 and 1983-05-10 to 1983-10-31.

(e) Notwithstanding the named point of export at Emerson, Manitoba, the Licensee was authorized to export gas on an interruptible basis at Niagara Falls, Ontario. From 1970-10-18 to 1979-12-16, the Licensee was allowed to export gas via Niagara Falls to a maximum of 3 400.0 × $10^3 m^3$/day or 119.0 × $10^6 m^3$/a, while from 1980-06-05 to 1980-10-31, the permitted maximum at this point of export was 2 125 × $10^3 m^3$/day.

(f) This licence authorizes an export near Emerson, Manitoba for re-import near Sault Ste Marie and Sarnia, Ontario to serve the Eastern Canadian market.

(g) Exports of gas were authorized to be exported at Aden, Alta., commencing on the day when the total term quantity of gas authorized by Licence GL-8 was exported.

(h) This licence authorizes an export near Sprague, Manitoba for re-import near Rainy River, Ont.

(i) The Licensee is authorized to export an average annual quantity of 7 970.3 × $10^6 m^3$ or a maximum of 8 389.8 × $10^6 m^3$ in any consecutive 12-month period ending on the 31st day of October.

(j) Notwithstanding the named point of export at Huntingdon, B.C., gas was allowed to be exported at Kingsgate, B.C. during the period 1973-11-01 to 1979-10-31. From 1982-11-01/1983-03-31, volumes authorized through Monchy, Sask. under this Licence are additional to the daily and annual volumes authorized to be exported at Huntingdon, B.C.

(k) The quantity of gas exported at Emerson, Man. under this licence shall equal the quantities of gas which the Licensee imports near Willow Creek, Sask. pursuant to Licence GLI-5.

(l) Commences on the date of Initial Delivery and expires in 20 1/2 years after the date of the First Regular Delivery or a total term not exceeding 25 years from Initial Delivery. The total term volume of exports or equivalent quantity expressed in cubic metres of the LNG imported pursuant to Licence GLI-7.

(m) The quantity of gas that may be exported in any consecutive 12-month period ending on the 31st day of October under Licence GL-53, together with the combined quantity of gas that may be exported under Licence GL-25 shall not exceed 206.8 × $10^6 m^3$.

(n) During each licence year over the period 1981-11-01/1987-10-31 the maximum exports allowed at Emerson, Manitoba are equal to the combined Emerson/Monchy point of export volumes less the actual volumes exported at Monchy, Saskatchewan.

(o) The Licence may exceed the daily limitation of 2 089.1 × $10^3 m^3$/d during the period 1980-11-01 to 1982-11-03 and 2 125 × $10^3 m^3$/d during the period 1982-11-04 to 1983-10-31 subject to interruption to provide sales and transportation service for TransCanada's domestic and export customers. The quantity of gas exported during the period 1982-11-01 to 1983-10-31 may not exceed the lesser of 612.8 × $10^6 m^3$ or the difference between the term volume and the total quantity of gas exported to 1982-10-31.

(p) During the period 1980-01-01 to 1981-05-14, the total quantity of gas that may be exported in any one day shall not exceed the difference between 6 317.1 × $10^3 m^3$ and the quantity of gas exported under Licence GL-1 on that day.

(q) For the period 1982-11-04 to 1983-10-31 an additional daily volume for 2 832.8 × $10^3 m^3$/d may be exported at the combined Emerson and Monchy export points, of which a maximum additional daily volume of 2 432.7 × $10^3 m^3$/d may be exported at the Monchy export point, subject to interruption to meet Canadian and other export requirements.

(r) Authorized volumes shown for this period only, covers the gas paid for but not taken during the term of this licence.

(s) During the period 1986-11-01 to 1987-10-31, the total quantity of gas that may be exported in any one day shall not exceed the difference between 12 995.4 × $10^3 m^3$ and the quantity of gas exported under Licence GL-3 on that day.

(t) During the period 1984-11-01 to 1985-12-14, the total quantity of gas that may be exported in any one day shall not exceed the difference between 6 317.1 × $10^3 m^3$ and the quantity of gas exported under Licence GL-60 on that day.

(u) This licence authorizes the export of gas imported and stored in Canada.

(v) The total quantity shall not exceed the total energy equivalent quantity of methane-rich synthetic gas delivered by Petrosar to the Licensee under their Methane-Rich Synthetic Gas Sales Agreement, dated the 20th day of November, 1974.

N/A Denotes Not Applicable

N/S Denotes Not Specified

G-IV (cont'd)

CURRENT LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, PROPANE, BUTANES, ETHANE, AND ETHYLENE AS AT 31 DECEMBER 1983

EXPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	POINT OF EXPORT	TERM OF LICENCE OR ORDER		MAXIMUM VOLUMES (m^3)
			FROM	TO	
PROPANE					
1 Dome Petroleum Limited	GL-31 (AO-7)	Any point on the international boundary between Canada and the United States	79-01-01	79-12-31	716 983
			80-01-01	80-12-31	688 571
			81-01-01	81-12-31	656 190
			82-01-01	82-12-31	620 476
			83-01-01	83-12-31	133 254
			84-01-01	84-12-31	133 254
			85-01-01	85-12-31	133 254
			86-01-01	86-12-31	133 254
			87-01-01	87-12-31	143 809
			88-01-01	88-12-31	193 016
			89-01-01	89-12-31	196 984
			90-01-01	90-12-31	169 047
			91-01-01	91-12-31	165 873
			92-01-01	92-12-31	165 079
			93-01-01	93-12-31	162 098
			94-01-01	94-12-31	103 968
2 Amoco Canada Petroleum Company Ltd	GL-32 (AO-5)	Any point on the international boundary between Canada and the United States	79-01-01	79-12-31	92 698
			80-01-01	80-12-31	92 698
			81-01-01	81-12-31	92 698
			82-01-01	82-12-31	92 698
			83-01-01	83-12-31	92 698
			84-01-01	84-12-31	92 698
			85-01-01	85-12-31	92 698
			86-01-01	86-12-31	92 698
			87-01-01	87-12-31	92 698
			88-01-01	88-12-31	92 698
			89-01-01	89-12-31	92 698
			90-01-01	90-12-31	92 698
			91-01-01	91-12-31	92 698
			92-01-01	92-12-31	92 698
			93-01-01	93-12-31	92 698
			94-01-01	94-12-31	77 206
3 PanCanadian Gas Products Ltd	GL-34 (AO-8)	Any point on the international boundary between Canada and the United States	79-01-01	79-12-31	63 730
			80-01-01	80-12-31	63 730
			81-01-01	81-12-31	63 730
			82-01-01	82-12-31	63 730
			83-01-01	83-12-31	63 730
			84-01-01	84-12-31	63 730
			85-01-01	85-12-31	63 730
			86-01-01	86-12-31	53 175
			87-01-01	87-12-31	3 988
4 Dome Petroleum Limited	GL-48 (AO-5)[4]	Any point on the international boundary between Canada and the United States	78-04-01	79-03-31	619 047
			79-04-01	80-03-31	601 587
			80-04-01	81-03-31	547 619
			81-04-01	82-03-31	488 254
			82-04-01	83-03-31	535 000
			83-04-01	84-03-31	535 000

G-IV (cont'd)

CURRENT LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, PROPANE, BUTANES, ETHANE, AND ETHYLENE AS AT 31 DECEMBER 1983

EXPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	POINT OF EXPORT	TERM OF LICENCE OR ORDER		MAXIMUM VOLUMES (m^3)
			FROM	TO	
PROPANE					
5 Dome Petroleum Limited	EPR-917-79[c]	Any point on the international boundary between Canada and the United States	79-09-06	98-01-31	Not Specified
6 Amoco Canada Petroleum Company Ltd	EPR-918-79[c]	Same as EPR-917-79	79-09-06	98-01-31	Not Specified
7 PanCanadian Gas Products Limited	EPR-919-79[c]	Same as EPR-917-79	79-09-06	91-01-31	Not Specified
8 Imperial Oil Limited	EPR-922-80[b]	Gretna, Man	80-09-01	90-08-31	Not Specified
9 Amoco Canada Petroleum Company Ltd	EPR-929-83[d]	Sarnia, Ont	83-11-01	84-10-31	18 478

G-IV (cont'd)

CURRENT LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, PROPANE, BUTANES, ETHANE, AND ETHYLENE AS AT 31 DECEMBER 1983

EXPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	POINT OF EXPORT	TERM OF LICENCE OR ORDER		MAXIMUM VOLUMES (m^3)
			FROM	TO	
BUTANES					
1 Dome Petroleum Limited	EBU-1-74 (AO-3)*	Any place on the international boundary between Canada and the United States	79-04-01	79-03-31	792 481
			79-04-01	80-03-31	773 405
			80-04-01	81-03-31	689 235
			81-04-01	82-03-31	587 597
			82-04-01	83-03-31	528 837
			83-04-01	84-03-31	433 551
2 Dome Petroleum Limited	EBU-132-74 (AO-1)*	Gretna, Man.	79-01-01	79-12-31	603 129
			80-01-01	80-12-31	580 324
			81-01-01	81-12-31	556 375
			82-01-01	82-12-31	532 601
			83-01-01	83-12-31	502 284
			84-01-01	84-12-31	452 037
			85-01-01	85-12-31	437 093
			86-01-01	86-12-31	402 186
			87-01-01	87-12-31	352 812
			88-01-01	88-12-31	341 711
			89-01-01	89-12-31	315 460
			90-01-01	90-12-31	299 627
			91-01-01	91-12-31	290 273
			92-01-01	92-12-31	272 057
			93-01-01	93-12-31	265 117
			94-01-01	94-12-31	245 012
			95-01-01	95-12-31	239 724
3 Amoco Canada Petroleum Company Ltd	EBU-133-74 (AO-1)*	Gretna, Man.	79-01-01	79-12-31	618 088
			80-01-01	80-12-31	575 893
			81-01-01	81-12-31	540 176
			82-01-01	82-12-31	488 674
			83-01-01	83-12-31	423 848
			84-01-01	84-12-31	374 315
			85-01-01	85-12-31	359 244
			86-01-01	86-12-31	308 345
			87-01-01	87-12-31	260 131
			88-01-01	88-12-31	239 549
			89-01-01	89-12-31	205 008
			90-01-01	90-12-31	179 455
			91-01-01	91-12-31	163 527
			92-01-01	92-12-31	135 973
			93-01-01	93-12-31	122 506
			94-01-01	94-12-31	95 286
			95-01-01	95-12-31	91 062

G-IV (cont'd)

CURRENT LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, PROPANE, BUTANES, ETHANE, AND ETHYLENE AS AT 31 DECEMBER 1983

EXPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	POINT OF EXPORT	TERM OF LICENCE OR ORDER		MAXIMUM VOLUMES (m^3)
			FROM	TO	
BUTANES					
4 PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74 (AO-1)[b]	Gretna, Man	79-01-01	79-12-31	213 822
			80-01-01	80-12-31	213 822
			81-01-01	81-12-31	213 822
			82-01-01	82-12-31	213 822
			83-01-01	83-12-31	213 822
			84-01-01	84-12-31	240 550
			85-01-01	85-12-31	240 550
			86-01-01	86-12-31	240 550
			87-01-01	87-12-31	240 550
			88-01-01	88-12-31	240 550
			89-01-01	89-12-31	240 550
			90-01-01	90-12-31	240 550
5 Imperial Oil Limited	EBU-911-80[b]	Gretna, Man	80-09-01	90-08-31	Not Specified
6 Texaco Canada Inc	EBU-916-82[b]	Gretna, Man	82-07-01	92-06-30	Not Specified
7 Amoco Canada Petroleum Company Ltd	EBU-928-83[b]	Sarnia, Ont	84-11-01	84-10-31	Not Specified
ETHANE					
1 Dome Petroleum Limited	GL-45 (AO-5)[a]	Any point on the international boundary between Canada and the United States	78-04-01	79-03-31	530 325
			79-04-01	80-03-31	537 245
			80-04-01	81-03-31	547 703
			81-04-01	82-03-31	565 080
			82-04-01	83-03-31	571 399
			83-04-01	84-03-31	549 883
2 Dome Petroleum Limited	GL-47 (AO-8)	Elmore, Sask and Windsor, Ont	78-08-15	78-12-31	835 298
			79-01-01	79-12-31	2 211 664
			80-01-01	80-12-31	2 195 866
			81-01-01	81-12-31	2 053 688
			82-01-01	82-12-31	1 563 982
			83-01-01	83-12-31	1 405 986
			84-01-01	84-12-31	1 184 820
			85-01-01	85-12-31	458 130
3 Dome Petroleum Limited	GO-1-76 (AO-1)[b]	Elmore, Sask	78-01-01	85-12-31	3 949 m^3/a
4 Dome Petroleum Limited	GL-51 (AO-4)	Elmore, Sask and Windsor, Ont	79-08-21	93-12-31	19 089 000

G-IV (cont'd)

CURRENT LICENCES AND ORDERS TO EXPORT NATURAL GAS, PROPANE, BUTANES, ETHANE, AND ETHYLENE AS AT 31 DECEMBER 1982

	EXPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	POINT OF EXPORT	TERM OF LICENCE OR ORDER		MAXIMUM VOLUMES (kg)
				FROM	TO	
ETHYLENE						
1	Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-78 (AO-2)	Elmore, Sask. Sarnia and Windsor, Ont.	80-01-01	89-12-31	158 757 340 kg/a
2	Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-78 (AO-1)[u]	Elmore, Sask.	78-01-01	97-12-31	68 038 860 kg/a

(a) This is an import-export licence whereby propane imported at Sarnia or Windsor, Ont. may be exported at any place on the international boundary between Canada and the United States.

(b) This order authorizes an export at Gretna, Manitoba for subsequent import at Sarnia, Ontario.

(c) This order authorizes an export of propane at any point on the international boundary between Canada and the United States and subsequent import of the same propane within 30 days after the day of export.

(d) This order authorizes an export at Sarnia, Ontario of propane that was previously imported by Amoco for reprocessing at Amoco's Sarnia fractionation plant.

(e) This order authorizes an import at Sarnia or Windsor, Ontario for subsequent export at any place on the international boundary between Canada and the United States.

(f) This order authorizes an export at Sarnia, Ontario of butanes that were previously imported by Amoco for reprocessing at Amoco's Sarnia fractionation plant.

(g) This licence authorizes an export at any point on the international boundary between Canada and the United States. The quantity of ethane exported under the authority of this licence shall be equal to the quantities of ethane which the licensee imports near Sarnia and Windsor, Ontario.

(h) This order authorizes an export of ethane at Elmore, Saskatchewan for subsequent import at Windsor, Ontario.

(i) This order authorizes an export of ethylene at Elmore, Saskatchewan for subsequent import at Windsor, Ontario.

G-V
EXPORTS OF NATURAL GAS

Exporter and Licence / Order[a]	10^6 m^3						
	Cumulative[b] to 80-12-31	1981	1982	1983	Cumulative[b] to 83-12-31	Total Authorized Exports	Remaining[c] Under Licences
1 TransCanada PipeLines Limited GL-1	39 793.8	148.5	—	—	39 942.3	39 942.3	—
2 Alberta & Southern Gas Co. Ltd GL-3	82 456.8	3 514.5	3 729.2	4 645.6	94 346.1	109 467.8	15 121.7
3 Westcoast Transmission Company Limited GL-4	24 413.7	928.8	738.6	656.4	26 737.5	35 250.9	8 513.4
4 Canadian-Montana Pipe Line Company GL-5	5 922.9	255.0	206.5	1.9	6 386.3	7 832.3	1 446.0
5 Niagara Gas Transmission Limited GL-6	2 472.6	108.3	68.3	27.7	2 676.9	3 433.0	756.1
6 Alberta & Southern Gas Co. Ltd GL-16	27 876.4	1 367.6	317.8	210.0	29 771.8	45 721.1	15 949.3
7 Canadian-Montana Pipe Line Company GL-17	2 830.8	124.3	79.5	0.8	3 034.4	4 652.8	1 618.4
8 TransCanada PipeLines Limited GL-18	17 874.4	1 092.5	236.2	48.0	19 251.1	33 993.4	14 742.3
9 TransCanada PipeLines Limited GL-19	1 353.3	130.0	128.0	130.6	1 741.9	3 059.4	1 317.5
10 TransCanada PipeLines Limited GL-20	10 726.5	880.1	790.7	403.1	12 780.4	21 670.8	8 890.4
11 TransCanada PipeLines Limited GL-21	71 741.1	5 882.8	5 191.2	4 507.0	87 322.1	169 967.0	82 644.9
12 Alberta & Southern Gas Co. Ltd GL-24	24 595.6	1 352.4	1 281.3	132.5	27 361.8	52 491.0	25 129.2
13 Canadian-Montana Pipe Line Company GL-25	3 508.4	5.2	2.7	—	3 516.3	4 906.4	1 388.1
14 ICG Transmission Holdings Ltd GL-26	81.3	7.9	9.0	8.2	108.4	229.0	122.6
15 ICG Transmission Holdings Ltd GL-29	1 972.1	148.7	138.1	151.4	2 408.3	5 462.2	3 053.9

G-V (cont'd)
EXPORTS OF NATURAL GAS

Exporter and Licence / Order[a]	10^6 m^3						
	Cumulative[b] to 80-12-31	1981	1982	1983	Cumulative[b] to 83-12-31	Total Authorized Exports	Remaining[c] Under Licences
16 ICG Transmission Holdings Ltd. GL-30	2 935.2	252.2	233.6	246.6	3 667.8	8 498.1	4 830.3
17 Alberta & Southern Gas Co. Ltd. GL-35	18 894.1	1 166.7	1 864.9	2 062.8	23 988.5	32 506.2	8 517.7
18 Canadian-Montana Pipe Line Company GL-36	929.9	122.8	100.2	30.3	1 183.2	1 628.5	445.3
19 TransCanada PipeLines Limited GL-37	20 347.6	1 760.7	1 647.0	839.7	24 595.0	40 601.0	16 006.9
20 TransCanada PipeLines Limited GL-38	5 104.8	373.0	200.0	178.1	5 855.9	10 368.0	4 512.1
21 TransCanada PipeLines Limited GL-39	741.9	49.5	12.0	1.7	805.1	1 493.0	687.9
22 Westcoast Transmission Company Limited GL-41	58 666.6	3 805.1	2 608.3	2 424.9	67 505.0	143 495.2	75 990.2
23 TransCanada PipeLines Limited GL-42	20 536.1	2 189.4	1 932.0	1 677.4	26 334.9	60 316.5	33 981.6
24 TransCanada PipeLines Limited GL-43	1 335.9	—	—	—	1 335.9	9 631.5	8 295.6
25 Consolidated Natural Gas Limited GL-44	3 969.6	370.2	277.9	254.4	4 872.1	18 951.3	14 079.2
26 Canadian-Montana Pipe Line Company GL-52	189.3	83.8	—	74.3	347.4	2 266.4	1 919.0
27 Columbia Gas Development of Canada Ltd. GL-54	—	—	—	—	—	3 556.1	3 556.1
28 Niagara Gas Transmission Limited GL-55	31.9	71.4	89.1	152.7	345.1	1 500.2	1 155.1
29 ProGas Limited GL-56	—	688.0	1 465.6	1 493.6	3 627.2	17 050.0	13 422.8
30 Supetro Limited GL-57	238.1	581.2	523.3	452.7	1 795.3	1 869.6	74.3
31 Pan-Alberta Gas Ltd. GL-58	—		1 497.8	3 137.4	4 585.2	50 146.0	45 560.8

G-V (cont'd)

EXPORTS OF NATURAL GAS

Exporter and Licence / Order[a]	10^6 m^3						
	Cumulative[b] to 80-12-31	1981	1982	1983	Cumulative[b] to 83-12-31	Total Authorized Exports	Remaining[c] Under Licences
32 Pan-Alberta Gas Ltd GL-59	—	280 0	1 647 1	1 097 4	3 024 5	16 174 0	13 149 5
33 TransCanada PipeLines Limited GL-60	800 0	1 574 0	1 332 6	999 6	4 706 2	10 896 4	6 190 2
34 Consolidated Natural Gas Limited GL-61	103 8	707 1	1 265 4	607 4	2 683 7	13 389 6	10 705 9
35 Union Gas Limited GL-64	6 7	296 1	284 4	196 9	784 1	1 420 0	635 9
36 Canadian-Montana Pipe Line Company GO-3-79	—	—	5 5	3 4	8 9	105 0	96 1
37 Gaz Metropolitain, Inc GO-4-80	—	— —	—	—	— —	13 3	11 6
38 Gas Metropolitain, Inc GO-2-81	—	— —	—	—	— —	0 1	—
Gross Exports[d]	452 451 2	30 278 8	29 831 1	26 854 5	539 414 6		
Deduct Re-Exports of Imports							
Item 25, GL-44	3 969 6	370 2	277 9	254 4	4 872 1		
Deduct Exports for Re-Imports							
Item 11, GL-21	71 741 1	5 882 8	5 191 2	4 507 0	87 322 1		
Item 16, GL-30	2 935 2	252 2	233 8	246 6	3 667 8		
Item 23, GL-42	20 536 1	2 189 4	1 932 0	1 677 4	26 334 9		
Net Exports	353 269 2	21 583 9	22 196 1	20 168 8	417 217 7		

[a] For information on the term, point of export, and maximum authorized volumes under each licence and order, please see Appendix G-IV.
[b] Cumulative totals only includes those export licences and orders listed on the table.
[c] It may not be possible to export volumes remaining under these licences due to restrictions on peak day and annual volumes.
[d] The Gross Exports shown are the total for subsisting licences and orders. For volumes exported under expired licences and orders, please see previous *Annual Reports* of the National Energy Board.
Figures may not total due to rounding.
N/S Not specified
N/A Not applicable.
— — Amount too small to be expressed.

G-VI

NEW LICENCES AND ORDERS TO IMPORT NATURAL GAS AND ETHANE IN 1983.

TYPE OF LICENCE OR ORDER	IMPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	POINT OF IMPORT	TERM OF ORDER		MAXIMUM IMPORT VOLUME (10^6m^3)
				FROM	TO	
New Natural Gas Import Licence	1. Transcontinental Gas Pipe Line Corporation	GL-91 (AO-1)[m]	Sarnia,Ont.	84-11-01	96-10-31	16 329.6
New Ethane Import Order	1. Dome Petroleum Limited	GO-1-83	Sarnia, Ont.	83-12-22	84-03-31	160

G-VII

CURRENT LICENCES AND ORDERS TO IMPORT NATURAL GAS, PROPANE, BUTANES, ETHANE AND ETHYLENE AS AT 31 DECEMBER 1983

IMPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	POINT OF IMPORT	TERM OF LICENCE OR ORDER		MAXIMUM IMPORT VOLUME		
			FROM	TO	DAILY 10^3m^3	ANNUAL 10^6m^3	TERM 10^6m^3
Natural Gas							
1. TransCanada PipeLines Limited	GL-21(AO-7)[a]	Sault Ste-Marie and Sarnia, Ont.	68-11-05	91-10-31	N/S	7 019.1	169 967.0
2. ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-30(AO-3)[b]	Rainy River, Ont.	70-11-01	95-10-31	1 321.8	344.0	8 498.1
3. TransCanada PipeLines Limited	GL-42(AO-3)[a]	Sault-Ste-Marie and Sarnia, Ont.	71-04-15 71-11-01	71-10-31 94-10-21	N/S N/S	232.8 2 612.3	60 316.5
4. Consolidated Natural Gas Limited	GLI-5(AO-2)	Willow Creek, Sask.	72-03-15	92-10-31	4 249.2	1 274.8	18 951.3
5. Tenneco LNG Inc.	GLI-7	Saint John, N.B.	[c]	[d]	N/S	418.68PJ	8 373.6PJ
6. Border Utilities Limited	GO-2-66(AO-2)	Coutts, Alta.	66-06-02	85-09-14	30.0	N/S	N/S
7. Canadian Western Natural Gas Company Limited	GO-6-66(AO-3)	Coutts, Alta.	66-09-22	85-09-14	30.0	N/S	N/S
8. Transcontinental Gas Pipe Line Corporation	GL-91 (AO-1)[m]	Sarnia, Ont.	84-11-01 93-11-01 94-11-01 95-11-01	93-10-31 94-10-31 95-10-31 96-10-31	4 249.2 3 156.9 2 124.6 1 082.3	1 555.2 1 166.4 777.6 388.8	16 329.6

G-VII (cont'd)

CURRENT LICENCES AND ORDERS TO IMPORT NATURAL GAS, PROPANE, BUTANES, ETHANE AND ETHYLENE AS AT 31 DECEMBER 1983

IMPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	POINT OF IMPORT	TERM OF LICENCE OR ORDER		MAXIMUM IMPORT VOLUME (m^3)
			FROM	TO	
Propane					
1. Dome Petroleum Limited	GL-46(AO-5)[g]	Sarnia, Ont.	78-04-01	79-03-31	619 047
		Windsor, Ont.	79-04-01	80-03-31	601 587
			80-04-01	81-03-31	547 619
			81-04-01	82-03-31	468 254
			82-04-01	83-03-31	535 000
			83-04-01	84-03-31	535 000
2. Amoco Canada Petroleum Company Limited	EPR-939-83[i]	Sarnia, Ont.	83-08-01	84-10-31	18 476
Butanes					
1. Dome Petroleum Limited	EBU-1-74(AO-3)[g]	Sarnia, Ont.	78-04-01	79-03-31	792 461
		Windsor, Ont.	79-04-01	80-03-31	773 405
			80-04-01	81-03-31	689 235
			81-04-01	82-03-31	587 597
			82-04-01	83-03-31	528 837
			83-04-01	84-03-31	433 551
2. Dome Petroleum Limited	EBU-132-74(AO-1)[h]	Sarnia, Ont.	79-01-01	79-12-31	803 129
			80-01-01	80-12-31	580 324
			81-01-01	81-12-31	556 375
			82-01-01	82-12-31	332 601
			83-01-01	83-12-31	502 284
			84-01-01	84-12-31	452 037
			85-01-01	85-12-31	437 093
			86-01-01	86-12-31	402 186
			87-01-01	87-12-31	352 812
			88-01-01	88-12-31	341 711
			89-01-01	89-12-31	315 460
			90-01-01	90-12-31	299 627
			91-01-01	91-12-31	290 273
			92-01-01	92-12-31	272 057
			93-01-01	93-12-31	265 117
			94-01-01	94-12-31	245 012
			95-01-01	95-12-31	239 724

G-VII (cont'd)

CURRENT LICENCES AND ORDERS TO IMPORT NATURAL GAS, PROPANE, BUTANES, ETHANE AND ETHYLENE AS AT 31 DECEMBER 1983

IMPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	POINT OF IMPORT	TERM OF LICENCE OR ORDER		MAXIMUM IMPORT VOLUME (m^3)
			FROM	TO	
Butanes					
3. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EBU-133-74(AO-1)[h]	Sarnia, Ont.	79-01-01	79-12-31	618 088
			80-01-01	80-12-31	575 893
			81-01-01	81-12-31	540 176
			82-01-01	82-12-31	488 674
			83-01-01	83-12-31	423 848
			84-01-01	84-12-31	374 315
			85-01-01	85-12-31	359 244
			86-01-01	86-12-31	308 345
			87-01-01	87-12-31	260 131
			88-01-01	88-12-31	239 549
			89-01-01	89-12-31	205 008
			90-01-01	90-12-31	179 455
			91-01-01	91-12-31	163 527
			92-01-01	92-12-31	135 973
			93-01-01	93-12-31	122 506
			94-01-01	94-12-31	95 286
			95-01-01	95-12-31	91 062
4. PanCanadian Gas Company Limited	EBU-134-74(AO-1)[h]	Sarnia, Ont.	79-01-01	79-12-31	213 822
			80-01-01	80-12-31	213 822
			81-01-01	81-12-31	213 822
			82-01-01	82-12-31	213 822
			83-01-01	83-12-31	213 822
			84-01-01	84-12-31	240 550
			85-01-01	85-12-31	240 550
			86-01-01	86-12-31	240 550
			87-01-01	87-12-31	240 550
			88-01-01	88-12-31	240 550
			89-01-01	89-12-31	240 550
			90-01-01	90-12-31	240 550
5. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EBU-928-83[i]	Sarnia, Ont.	83-11-01	84-10-31	N/S

G-VII (cont'd)

CURRENT LICENCES AND ORDERS TO IMPORT NATURAL GAS, PROPANE, BUTANES, ETHANE AND ETHYLENE AS AT 31 DECEMBER 1983

IMPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	POINT OF IMPORT	TERM OF LICENCE OR ORDER		MAXIMUM IMPORT VOLUME (m^3)
			FROM	TO	
Ethane					
1. Dome Petroleum Limited	GL-45(AO-5)[a]	Sarnia, Ont. and Windsor, Ont.	78-04-01 79-04-01 80-04-01 81-04-01 82-04-01 83-04-01	79-03-31 80-03-31 81-03-31 82-03-31 83-03-31 84-03-31	530 325 537 245 547 703 565 080 571 399 549 883
2. Dome Petroleum Limited	GO-1-76(AO-1)[k]	Windsor, Ont.	78-01-01	85-12-31	3 949 m^3/a
3. Dome Petroleum Limited	GO-1-83	Sarnia, Ont.	83-12-22	84-03-31	160 000
Ethylene					
1. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-76(AO-1)[l]	Windsor, Ont.	78-01-01	97-12-31	68 038 860 kg/a

(a) This licence authorizes an export near Emerson, Manitoba for re-import near Sault Ste. Marie and Sarnia, Ontario, to serve the Eastern Canadian market.
(b) This licence authorizes an export near Sprague, Manitoba for re-import near Rainy River, Ontario.
(c) From the date of Initial Delivery.
(d) Twenty years and six months after the date of First Regular Delivery and not exceeding 25 years.
(e) This is an import-export licence whereby propane imported at Sarnia or Windsor may be exported at any place on the international boundary between Canada and the United States in the Province of Ontario.
(f) This is an import-export licence whereby propane imported at the international boundary between Canada and the United States near Sarnia, Ontario, is subsequently exported at that same location.
(g) This order authorizes an import at Sarnia or Windsor, Ontario for subsequent export at any point on the international boundary between Canada and the United States.
(h) This order authorizes an export at Gretna, Manitoba for subsequent import at Sarnia, Ontario.
(i) This is an import-export licence whereby butane imported at the international boundary between Canada and the United States near Sarnia, Ontario, is subsequently exported at that same location.
(j) This licence authorizes an export at any point on the international boundary between Canada and the United States. The quantity of ethane exported under the authority of this licence shall be equal to the quantities of ethane which the licensee imports near Sarnia and Windsor, Ontario.
(k) This order authorizes an export of ethane at Elmore, Saskatchewan for subsequent import at Windsor, Ontario.
(l) This order authorizes an export of ethylene at Elmore, Saskatchewan for subsequent import at Windsor, Ontario.
(m) This licence authorizes the import of gas for storage in Canada and subsequent re-export to the United States.
N/S Not specified
N/A Not applicable

G-VIII
IMPORTS OF NATURAL GAS

Importer and Licence/Order[a]	10^6 m^3						
	Cumulative[b] to 80-12-31	1981	1982	1983	Cumulative[b] to 83-12-31	Total Authorized Imports	Remaining[c] Under Licences
1. Border Utilities Ltd. GO-2-66	13.8	0.8	1.0	0.9	16.5	N/S	—
2. Canadian Western Natural Gas Company Ltd. GO-6-66	22.3	2.2	3.6	3.0	31.1	N/S	—
3. Consolidated Natural Gas Limited GLI-5	4 030.1	376.2	283.1	258.1	4 947.5	18 951.3	14 003.8
4. TransCanada PipeLines Limited GL-21	71 709.6	5 851.8	5 174.6	4 480.6	87 216.6	169 967.0	82 750.4
5. ICG Transmission Holdings Ltd. GL-30	2 935.2	252.2	233.8	246.6	3 667.8	8 498.1	4 830.3
6. TransCanada PipeLines Limited GL-42	20 524.5	2 177.9	1 925.9	1 840.3	26 468.6	60 316.5	33 847.9
7. Gaz Métropolitain, inc. GO-3-80	0.7	0.9	—	—	1.6	13.3(f)	
Gross Imports[d]	99 236.2	8 662.0	7 622.0	6 829.5	122 349.7		
Deduct Imports for Re-Exports:							
Item 3, GLI-5	4 030.1	376.2	283.1	258.1	4 947.5		
Item 7, GO-3-80	0.7	0.9	—	—	1.6		
Deduct Re-Imports[d] of Exports:							
Item 4, GL-21	71 709.6	5 851.8	5 174.6	4 480.6	87 216.6		
Item 5, GL-30	2 935.2	252.2	233.8	246.6	3 667.8		
Item 6, GL-42	20 524.5	2 177.9	1 925.9	1 840.3	26 468.6		
Net Imports	36.1	3.0	4.6	3.9	47.6		

(a) For information on the term, point of import and maximum authorized volumes under each licence and order, please see Appendix G-VII.
(b) Cumulative totals only includes those import licences and orders listed on the table.
(c) It may not be possible to import total volumes remaining under licences due to restrictions on peak day and annual volumes.
(d) The Gross Imports shown are the total for subsisting licences and orders. For volumes imported under expired licences and orders, please see previous *Annual Reports* of the National Energy Board.

Figures may not total due to rounding.
N/S Not specified
N/A Not applicable

G-IX

EXPORTS OF PROPANE, BUTANES, ETHANE AND ETHYLENE UNDER LONG TERM LICENCES AND ORDERS*—1983

(VOLUME IN CUBIC METRES)

EXPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	1981 ACTUAL	1982 ACTUAL	1983 (PRELIMINARY)
A. PROPANE				
1. Dome Petroleum Limited	GL-31	656 190	620 476	133 254
2. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	GL-32	92 698	92 697	92 695
3. PanCanadian Gas Products Limited	GL-34	—	—	—
4. Dome Petroleum Limited	GL-46	448 435	333 100	494 882
5. Dome Petroleum Limited	EPR-908-77	—	N/A	N/A
6. Dome Petroleum Limited	EPR-917-79	729 595	747 873	459 406
7. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EPR-918-79	562 853	558 248	574 273

G-IX (cont'd)

EXPORTS OF PROPANE, BUTANES, ETHANE AND ETHYLENE UNDER LONG TERM LICENCES AND ORDERS*—1983

(VOLUME IN CUBIC METRES)

EXPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	1981 ACTUAL	1982 ACTUAL	1983 (PRELIMINARY)
8. PanCanadian Gas Products Limited	EPR-919-79	273 793	309 336	182 278
9. Imperial Oil Limited	EPR-922-80	397 007	397 634	409 873
10. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EPR-924-81	—	N/A	N/A
11. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EPR-925-81	—	—	N/A
12. NGL Supply Limited	EPR-926-81	212	429	N/A
13. Dome Petroleum Limited	EPR-927-82	N/A	—	—
14. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EPR-928-83	N/A	N/A	4 706
15. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EPR-929-83	N/A	N/A	—
B. BUTANES				
1. Dome Petroleum Limited	EBU-1-74	398 331	332 906	279 283
2. Dome Petroleum Limited	EBU-132-74	363 484	433 150	382 248
3. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EBU-133-74	314 005	324 542	365 540
4. PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74	123 351	138 335	76 353
5. Imperial Oil Limited	EBU-911-80	234 763	227 822	223 091
6. Dome Petroleum Limited	EBU-913-81	—	N/A	N/A
7. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EBU-914-81	—	N/A	N/A
8. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EBU-915-81	—	—	N/A
9. Texaco Canada Inc.	EBU-916-82	N/A	24 184	49 645
10. Dome Petroleum Limited	EBU-927-82	N/A	2 090	N/A

G-IX (cont'd)

EXPORTS OF PROPANE, BUTANES, ETHANE AND ETHYLENE UNDER LONG TERM LICENCES AND ORDERS*—1983

(VOLUME IN CUBIC METRES)

EXPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	1981 ACTUAL	1982 ACTUAL	1983 (PRELIMINARY)
C ETHANE				
1. Dome Petroleum Limited	GL-45	489 840	374 397	386 978
2. Dome Petroleum Limited	GL-47	1 831 819	1 873 189	1 589 072
3. Dome Petroleum Limited	GO-1-76	—	—	—
4. Dome Petroleum Limited	GL-51	934 951	1 092 479	1 241 000
D ETHYLENE				
1. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76	74 945 478	—	46 041 696
2. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-76	68 000 000	65 951 333	68 038 860
3. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-80	2 445 715	N/A	N/A
4. Imperial Oil Limited	EYL-2-79	1 245 700	—	N/A
5. Dow Chemical of Canada Inc.	EYL-1-81	N/A	—	N/A
6. Esso Chemical Canada	EYL-1-82	N/A	—	—
7. Petrosar Limited	EYL-2-82	N/A	—	—

* See Appendix G-IV for particulars.
N/A Not Applicable

G-X

IMPORTS OF PROPANE, BUTANES, ETHANE AND ETHYLENE UNDER LONG TERM LICENCES AND ORDERS*—1983

(VOLUME IN CUBIC METRES)

IMPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	1981 ACTUAL	1982 ACTUAL	1983 (PRELIMINARY)
A. PROPANE				
1. Dome Petroleum Limited	GL-46	438 516	431 996	381 478
2. Dome Petroleum Limited	EPR-908-77	—	N/A	N/A
3. Dome Petroleum Limited	EPR-917-79	718 179	751 585	492 750
4. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EPR-918-79	573 386	558 901	569 552
5. PanCanadian Gas Products Limited	EPR-919-79	273 793	309 336	182 278
6. Imperial Oil Limited	EPR-922-80	380 116	376 999	390 971
7. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EPR-924-81	—	N/A	N/A
8. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EPR-925-81	—	—	N/A
9. NGL Supply Limited	EPR-926-81	641	—	N/A
10. Dome Petroleum Limited	EPR-927-82	N/A	—	—
11. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EPR-928-83	N/A	N/A	4 708
12. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EPR-929-83	N/A	N/A	—

G-X (cont'd)

IMPORTS OF PROPANE, BUTANES, ETHANE AND ETHYLENE UNDER LONG TERM LICENCES AND ORDERS*—1983

(VOLUME IN CUBIC METRES)

IMPORTER	LICENCE OR ORDER NUMBER	1981 ACTUAL	1982 ACTUAL	1983 (PRELIMINARY)
B. BUTANES				
1. Dome Petroleum Limited	EBU-1-74	314 441	311 167	277 967
2. Dome Petroleum Limited	EBU-132-74	345 893	433 594	382 972
3. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EBU-133-74	322 455	330 607	382 579
4. PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74	123 351	138 335	76 353
5. Imperial Oil Limited	EBU-911-80	225 405	218 997	212 600
6. Dome Petroleum Limited	EBU-913-81	—	N/A	N/A
7. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EBU-914-81	—	N/A	N/A
8. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EBU-915-81	—	—	N/A
9. Texaco Canada Inc.	EBU-916-82	N/A	23 722	52 103
10. Dome Petroleum Limited	EBU-927-82	N/A	2 090	N/A
C. ETHANE				
1. Dome Petroleum Limited	GL-45	493 859	503 777	420 164
2. Dome Petroleum Limited	GO-1-76	—	—	—
3. Dome Petroleum Limited	GO-1-83	N/A	N/A	—
D. ETHYLENE				
1. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76	74 945 478	—	46 041 866
2. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-76	68 000 000	65 951 333	68 038 880

* See Appendix G-VII for particulars.
N/A Not Applicable.

G-XI

NET EXPORTS OF PROPANE AND BUTANES

A) PROPANE (Volume in cubic metres)

EXPORTER	1981 ACTUAL	1982 ACTUAL	1983 (PRELIMINARY)
Atlantic Speedy Propane Ltd.[b]	77.2	79	74
Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	399 744	496 963	275 693
Big Horn Supply Ltd.	29 136	15 608	—
B.P. Resources Canada Ltd.	1 532.5	284	—
Burnwell Gas of Canada Ltd.	35 442	24 941	16 740
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	51 852	62 912	41 960
Canadian Superior Oil Ltd.	53 062	67 491	39 028
Can-Am Liquids Corp. Ltd.[a]	10 282	13 855	12 339
Chevron Canada Resources Ltd.	219 330	232 434	157 943
M-P Oils Ltd.[b]	17 350	15 218	10 906
Dillingham Construction Ltd.[c]	18 974	10 650	—
Dome Petroleum Limited	695 511	822 584	645 654
Elgin Petroleum Limited	7 289	14 346	2 127
Esso Resources Canada Limited	392 653	336 573	207 295
ICG Gaz Liquide Ltée.	36 344	43 958	10 230
Gas Supply (Minneapolis) Ltd.	454	—	—
Gulf Canada Products Company	448 050	502 170	369 992
Home Oil Company Limited	58 841	72 122	35 922
Hudson's Bay Oil and Gas Company Limited	55 861	11 214	—
Husky Oil Operations Limited	—	2 621	3 326
ICG Liquid Gas Ltd.[d]	356	442	17 658
Irving Oil Company	—	—	—
Koch Hydrocarbons Canada	1 227	6 123	3 666
Mobil Oil Canada Ltd.	71 101	91 975	104 452
N.G.L. Supply Ltd.	14 719	17 293	753
Northern Petro Products Ltd.	1 802	1 194	821
Raymond Gas Liquids Inc.	—	2 893	5 076
PanCanadian Gas Products Ltd.	181 113	246 216	178 931
Petro-Canada Exploration Inc.	281 711	396 620	357 359
Petrosol International Ltd.	—	18 592	7 007
Proflame Limited[e]	—	271	322
Real International Marketing Ltd.	10 576	1 789	—
Shell Canada Resources Limited	142 139	149 198	141 240
Stephens Energy Limited	67 014	113 608	86 918
Stillings Canada Petroleum Company	92 475	56 300	44 099
Suncor Inc.[f]	—	672	—
Texaco Canada Inc.	150 554	127 425	118 481
Union Oil Co. of Canada Ltd.	32 405	27 025	18 478
Union Texas of Canada Ltd.	57 892	41 213	14 700
TOTALS	3 636 868.7	4 042 872	2 929 190

[a] This company started exporting in July 1980.
[b] This company was formerly Dynex Petroleum Ltd.
[c] Prior to July 1980, exports were listed under the name of Canmore Oil and Gas Limited.
[d] Prior to January 1980, exports were listed under the name of Canadian Propane Gas & Oil Ltd.
[e] This company started exporting in April 1982.
[f] This company started exporting in November 1980.

G-XI (cont'd)

NET EXPORTS OF PROPANE AND BUTANES

B) BUTANES (Volume in Cubic Metres)

EXPORTER	1981 ACTUAL	1982 ACTUAL	1983 (PRELIMINARY)
Amoco Canada Petroleum Co. Ltd.	399 348	462 711	376 909
Big Horn Supply Ltd.	18 951	4 635	—
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	36 348	55 735	16 335
Canadian Superior Oil Ltd.	85 777	60 019	36 708
Can-Am Liquids Corp. Ltd.[a]	6 218	4 406	5 939
Chevron Canada Resources Ltd.	5 640	27 476	36 537
M-P Oils Ltd.[b]	18 380	17 933	3 050
Dome Petroleum Limited	457 444	629 273	595 077
Elgin Petroleum Limited	8 488	5 144	2 040
Esso Resources Canada Limited	130 732	220 917	333 591
Gas Supply (Minn.) Ltd.	117	22 110	3 484
Gray Oil Corporation[c]	—	2 421	243
Home Oil Company Limited	107 783	113 724	45 086
Hudson's Bay Oil and Gas Company Limited	237 782	56 932	—
Husky Oil Operations Ltd.	6 125	9 127	5 276
Koch Hydrocarbons Canada	183 599	182 331	63 720
Mobil Oil Canada Ltd.	33 321	64 688	39 810
Murphy Oil Company Ltd.	8 507	—	—
N.G.L. Supply Ltd.	50 167	42 422	2 813
Northern Petro Products Ltd.	15 449	722	2 858
Raymond Gas Liquids Inc.	493	733	1 827
PanCanadian Gas Products Ltd.	68 124	129 899	84 820
Petro-Canada Exploration Inc.	92 386	120 232	241 010
Petrosol International Ltd.	17 695	45 086	6 697
Real International Marketing Ltd.[e]	9 236	1 774	—
Rivecal Energy Limited[d]	—	122	612
Shell Canada Resources Limited	168 437	146 481	138 702
Stephens Energy Limited	107 523	118 639	52 674
Stillings Canada Petroleum Company	140 784	115 557	23 430
Texaco Canada Inc.	129 017	185 724	144 254
Union Oil Co. of Canada Ltd.	1 889	5 575	—
TOTALS	2 543 740	2 852 548	2 263 502

(a) This company started exporting in July 1980.
(b) This company was formerly Dynex Petroleum Ltd.
(c) This company started exporting in June, 1982.
(d) This company started exporting in November 1982.
(e) This company started exporting in June 1981.

O-I

CERTIFICATES OF PUBLIC CONVENIENCE AND NECESSITY FOR OIL PIPELINES ISSUED DURING 1983

No Certificates issued during 1983.

O-II

ORDERS RELATING TO NEW OIL PIPELINE FACILITIES ISSUED DURING 1983 CLASS "B" CONSTRUCTION

APPLICANT	ORDER NO.	ISSUED	FACILITIES	ESTIMATED COST
				($)
Dome Kerrobert Pipeline Ltd. and PanCanadian Kerrobert Pipeline Ltd.	XO-3-83	83-09-21	Intermediate pump station, pumping equipment	3,943,000
Interprovincial Pipe Line Limited	XO-1-83	83-05-04	Modifications to pipeline, additional pipeline, truck loading facility	16,400,000*
Manito Pipelines Ltd.	XO-2-83	83-05-18	Additional pipeline and facilities for Blackfoot-Hazeldine extension	8,215,500

*This order is still under review.

O-II (cont'd)

ORDERS RELATING TO NEW OIL PIPELINE FACILITIES ISSUED DURING 1983
CLASS "C" CONSTRUCTION

APPLICANT	ORDER NO.	ISSUED	FACILITIES	ESTIMATED COST
				($)
Cochin Pipe Lines Ltd.	XOM-1-83	83-01-12	RTV simulator, data base compiler	27,000
Dome NGL Pipeline Ltd.	XOM-9-83	83-06-03	Telemetry system replacement	151,500
Interprovincial Pipe Line Limited	XOM-2-83	83-02-09	Injection facilities-pump station	5,500,000
Interprovincial Pipe Line Limited	XOM-6-83	83-04-20	Pump stations additions and modifications, tank mixers, buildings, etc.	844,700
Interprovincial Pipe Line Limited	XOM-13-83	83-08-31	Refined product tankage, crossovers between 12 and 20-inch lines	3,646,500
Interprovincial Pipe Line Limited	XOM-14-83	83-10-26	Pump station works, building work, computer systems, pipeline control, automotive units, work equipment, improvements to leased facilities, office furniture and equipment, etc.	8,039,500
Manito Pipelines Ltd.	XOM-11-83	83-07-20	Pipeline replacement, block valve, vibration monitor and test equipment, meter housing, fire extinguishers, storage building, painting, etc.	365,500
Manito Pipelines Ltd.	XOM-15-83	83-10-05	Pipe replacement	15,400
Petroleum Transmission Company	XOM-7-83	83-05-11	Pipe modification, block valves, replacement of density guages	471,800
Petroleum Transmission Company	XOM-12-83	83-08-17	Pipeline modification	231,313
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-3-83	83-03-16	Replacement of station headers with straight pipe	83,600
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-4-83	83-03-16	Replacement of station headers with straight pipe	192,500
Trans-Northern Pipelines Inc.	XOM-5-83	83-03-23	Micro processor based RTV, clean-up, fencing, equipment, replacement, intercom, relocation of powerline	88,000
Trans-Northern Pipelines Inc.	XOM-16-83	83-10-12	Remote terminal unit, block valve program, inspection facilities, high pressure protection, photocopier, flanges and kits, etc.	269,500
Wascana Pipe Line Ltd.	XOM-10-83	83-07-06	Piping modifications, electrical controls	21,230
	XOM-17-83	83-11-30	Regina Station improvements	7,700
Westspur Pipe Line Company	XOM-8-83	83-05-25	Pipe replacement	278,500

O-III

EXPORTS OF CANADIAN CRUDE OIL AND EQUIVALENT 1983 AND 1982

Company	Destination	1983		1982	
		Total Cubic Metres for Year	Daily Average	Total Cubic Metres for Year	Daily Average
Amoco Products Company	Whiting, Indiana	977 885.6	2 679.1	214 363.4	587.3
Ashland Oil Inc.	St. Paul, Minnesota	116 069.5	318.0	138 718.7	380.1
Cdn. Hydrocarbons Ltd.	Cut Bank, Mt.	1 313.8	3.6	1 237.0	3.4
Clark Oil	Blue Is., Ill.	116 352.6	318.8	—	—
Conoco Inc.	Billings, Mt.	511 198.9	1 401.0	82 738.6	266.7
Consumers Power Company	Bay City, Mich.	75 736.6	207.4	1 729.5	4.7
Farmers Union Central Exchange	Billings, Mt.	695 214.2	1 904.7	169 807.2	465.2
Getty Oil	Guernsey, Wyo.	95 984.7	262.9	—	—
Koch Refining Co.	Pine Bend, Minnesota	7 220 290.5	19 781.6	6 773 273.5	18 556.9
Laketon Asphalt Refining Inc.	Laketon, Indiana	320 007.5	876.7	161 414.8	442.2
Marathon Oil Co.	Detroit, Michigan	711 621.1	1 949.7	28 839.0	79.0
Maruberu Corp.	Japan	68 159.2	186.7	—	—
Mobil Oil Corp.	Joliet, Ill.	1 384 651.5	3 793.6	1 084 495.0	2 971.2
Murphy Oil Corp.	Superior, Wisc.	290 166.2	794.9	290 698.2	796.4
Nippon Oil	Japan	71 576.6	196.1	—	—
Noco Refining	Tonawanda, N.Y.	202 188.9	553.9	—	—
Pilot Petroleum	U.S. Gulf	71 398.0	195.6	—	—
Simmons Refining	Great Falls, Mt.	102 372.4	280.4	—	—
Sun Oil	Marysville, Mich.	471 500.8	1 291.8	—	—
Textrade	Japan	78 962.9	216.3	—	—
Total Oil Ltd.	Alma, Mich.	24 993.4	68.4	—	—
Trans World Oil Ltd.	U.S. Gulf	243 227.5	666.3	—	—
Union Oil Co. of Calif.	Lemont, Ill.	546 510.9	1 497.3	67 062.9	183.7
United Ref.	Warren, Pa.	1 174 927.1	3 219.5	—	—
Universal Petroleum	U.S. Gulf	60 701.3	166.3	—	—
Other	—	805.8	2.2	54 292.9	148.7
TOTAL		15 663 821.3	42 832.3	9 068 670.7	24 845.5

O-IV

EXPORT CHARGES IN 1983 FOR CRUDE OIL AND REFINED PETROLEUM PRODUCTS

($ PER CUBIC METRE)

TYPE	JAN.(1)	FEB.(2)	MARCH	APRIL	MAY	JUNE	JULY	AUG.(3)	SEPT.	OCT.	NOV.	DEC.
Light, Medium & Condensate	97.20	47.65	43.75	43.75	43.75	43.75	43.75	43.75	43.75	46.90	46.90	43.75
Light Canadian Sour	—	36.80	32.90	32.90	32.90	32.90	32.90	32.90	32.90	36.05	36.05	32.90
Reagan	97.75	48.20	44.30	44.30	44.30	44.30	44.30	44.30	44.30	47.45	47.45	44.30
Lloydminster-type Blends	44.40	12.00	8.10	1.80	1.80	4.95	8.10	13.10	13.10	16.25	16.25	16.25
Wainwright/Kinsella Blend	43.15	9.95	6.05	—	—	2.90	6.05	11.05	11.05	14.20	14.20	14.20
Fosterton	51.10	19.00	15.10	8.80	8.80	11.95	15.10	20.10	20.10	23.25	23.25	23.25
Smiley-Coleville	45.75	11.90	8.00	1.70	1.70	4.85	8.00	13.00	13.00	16.15	16.15	16.15
Bow River	55.15	17.45	13.55	7.25	7.25	10.40	13.55	18.55	18.55	21.70	20.10	20.10
Midale	54.25	20.15	16.25	9.95	9.95	13.10	16.25	21.25	21.25	24.40	24.40	24.40
Chauvin	—	—	—	—	—	—	6.40	11.40	11.40	14.55	14.55	14.55
Cold Lake	24.60	—	—	—	—	—	—	—	—	2.15	2.15	2.15
Motor Gasoline and Jet B	35.85	31.45	23.65	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64
Middle Distillates	37.75	31.45	23.65	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	31.47	31.47	23.64
Heavy Fuel Oil ex B.C.	54.60	62.30	62.30	44.15	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	26.87	23.64
Heavy Fuel Oil ex Other	25.15	23.65	23.65	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64
Partially Processed Oils	54.60	62.30	62.30	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64

1) Reduction of approximately $25.25 per cubic metre applicable in respect of crude oil and equivalent exported in January which entered exporting pipeline Systems after 1 January 1983.
2) After giving effect to a general reduction of $11.70 per cubic metre.
3) Export charges are effective on 4 August 1983.

O-V

EXCHANGES OF CRUDE OIL AND EQUIVALENT WITH THE UNITED STATES VIA MID-CONTINENT PIPELINE SYSTEMS—1983

LICENCE HOLDER	EXCHANGE PARTNER	QUANTITY IN CUBIC METRES		
		LICENSED	EXPORTED	IMPORTED
Imperial Oil Ltd.	Exxon Corporation	53 227.0	25 220.0	22 654.9
Imperial Oil Ltd.	Gladieux Refinery	8 620.0	4 577.5	2 709.5
Petro Canada Inc.	Conoco Inc.	120 200.0	63 447.1	65 908.6
Shell Canada Ltd.	Conoco Inc.	404 018.7	372 742.4	360 334.3
Shell Canada Ltd.	Farmers Union Central Exchange	255 139.6	154 878.0	147 372.9
Shell Canada Ltd.	Shell Oil Co.	290 053.0	344 717.0	346 789.5
Shell Canada Ltd.	Simons Crude Oil Co.	11 832.7	10 351.9	10 345.0
TOTAL		1 143 091.0	975 933.9	956 114.7

O-VI

EASTERN CANADIAN EXCHANGE SHIPMENTS — 1983

LICENCE HOLDER	EXCHANGE PARTNER	QUANTITY IN CUBIC METRES		
		LICENSED	EXPORTED	IMPORTED
Texaco Canada Inc.	Texaco Inc.	190 697.0	144 163.1	142 400.0
Ultramar Canada Inc.	Conoco Inc.	580 350.0	581 100.8	470 487.3
Ultramar Canada Inc.	Golden Eagle Inc.	200 694.5	72 115.5	72 115.5
TOTAL		1 031 741.5	797 378.4	685 002.8

O-VII

EXPORTS OF LICENSED PETROLEUM PRODUCTS AND IMPORTS OF HEAVY FUEL OIL—1983 (CUBIC METRES)

	EXPORTS						IMPORTS
MONTH	PARTIALLY PROCESSED OIL	MOTOR GASOLINE AND JET B	HEAVY FUEL OIL	MIDDLE DISTILLATE	ASPHALT	TOTAL	HEAVY FUEL OIL
January	9 975.7	30 808.9	116 507.6	44 137.9	432.0	201 862.1	150 463.2
February	20 046.1	42 232.4	137 858.0	145 797.9	871.7	346 806.1	210 816.0
March	20 125.3	64 629.6	222 634.7	101 319.7	1 544.0	410 253.3	121 930.7
April	20 140.0	146 179.8	203 116.6	95 572.4	5 569.8	470 578.6	64 969.8
May	36 559.6	239 381.4	123 874.1	214 316.2	15 401.0	629 532.3	10 419.6
June	45 130.1	181 932.4	122 764.8	277 167.1	28 044.7	655 039.1	72 549.3
July	9 834.2	122 600.4	128 942.6	252 193.2	27 944.6	541 515.0	38 334.1
August	9 928.4	110 382.8	110 766.7	256 423.9	40 980.7	528 420.5	106 202.3
September	19 346.6	81 005.6	165 663.8	149 270.1	32 408.8	447 694.9	97 347.6
October	29 928.2	163 107.4	117 176.5	232 892.8	25 747.7	568 852.6	80 161.7
November	21 156.9	48 138.3	108 338.9	177 973.9	6 408.5	362 016.5	76 874.8
December	61 209.5	116 224.4	91 366.3	188 152.3	24 062.5	481 015.0	120 930.0
TOTAL	303 380.6	1 346 623.4	1 649 010.6	2 135 217.4	209 416.0	5 643 648.0	1 150 999.1

O-VIII

EXPORTS OF LICENSED AVIATION AND MARINE FUELS USED IN INTERNATIONAL TRANSPORTATION (CUBIC METRES)

MONTH	JET A[1]	JET B[1]	HEAVY FUEL OIL	MARINE DIESEL/ GASOIL	TOTAL
January	31 777	4 515	44 994	15 394	96 680
February	33 630	7 944	43 626	11 812	97 012
March	18 467	6 481	40 625	16 661	82 234
April	49 663	6 684	71 840	26 113	154 300
May[2]	—	—	—	—	—
June	—	—	—	—	—
July	—	—	—	—	—
August	—	—	—	—	—
September	—	—	—	—	—
October	—	—	—	—	—
November	—	—	—	—	—
December	—	—	—	—	—
TOTAL	133 537	25 624	201 085	69 980	430 226

(1) Jet fuel exports exclude fuel consumed by Canadian airlines.
(2) Effective 1 May 1983, marine and aviation bunkers used in international transportation no longer subject to export licensing.

E-I

CERTIFICATES OF PUBLIC CONVENIENCE AND NECESSITY FOR INTERNATIONAL POWER LINES PURSUANT TO SECTION 44 ISSUED DURING 1983

No certificates were issued in 1983

E-II

ORDER RELATING TO INTERNATIONAL POWER LINES ISSUED DURING 1983

TYPE OF ORDER	APPLICANT	FACILITIES	ISSUED	ORDER NO.
Order under the International Power Line Regulations	1. Ontario Hydro	Order approving a change in the description of the existing international power line authorized by Order XE-2-72	24 Nov. 1983	AO-1-XE-2-72

E-III

LICENCES TO EXPORT ELECTRIC POWER AND ENERGY PURSUANT TO SECTION 82 ISSUED DURING 1983

APPLICANT	CLASS	MEGAWATTS	ANNUAL GIGAWATT-HOURS	TERM		APPLICATION HEARD	ISSUED	LICENCE NO.
				FROM	TO			
1. The New Brunswick Electric Power Commission	Firm	130	1 138	83-01-27	95-10-31	8 Nov.—9 Nov. 1982	27 Jan. 1983	EL-150

E-IV

ORDERS RELATING TO EXPORT OF ELECTRIC POWER AND ENERGY ISSUED DURING 1983

Orders Issued Pursuant to Section 7 of the Regulations under Part VI of the Act

APPLICANT	CLASS	KILOWATTS	ANNUAL KILOWATT HOURS	TERM		ISSUED	ORDER NO.
				FROM	TO		
1. Canadian Niagara Power Company, Limited.	Interruptible	—	75 000 000	83-04-01	84-09-30	23 Mar. 1983	ELO-175
2. Manitoba Hydro	Firm	12	15 000	83-08-01	86-07-31	9 May 1983	ELO-176
3. Boise Cascade Canada Ltd.	Interruptible	8 000	70 000 000	83-07-01	86-06-30	30 June 1983	ELO-177
4. Hydro-Québec	Carrier Transfer	4 000	20 000 000	83-11-01	84-06-30	1 Nov. 1983	ELO-178

ORDERS RELATING TO EXPORT OF ELECTRIC POWER AND ENERGY ISSUED DURING 1983

Amending Orders Issued Relative to Power and Energy

APPLICANT	ASSOCIATED LICENCE OR ORDER	ISSUED	ORDER NO.	COMMENTS
1. St. Lawrence Power Company	EL-114	17 Mar. 1983	AO-2-EL-114	Amendment increasing the amount of capacity to be exported under Licence EL-114.
2. The New Brunswick Electric Power Commission	EL-140	23 Mar. 1983	AO-2-EL-140	Amendment reflecting the intent of the Board at the time it inserted Condition 5 in the licence.
3. The New Brunswick Electric Power Commission	EL-137	6 July 1983	AO-1-EL-137	Amendment extending the term of the licence by one year.
4. The New Brunswick Electric Power Commission	EL-139	6 July 1983	AO-1-EL-139	Amendment extending the term of the licence by one year.
5. The New Brunswick Electric Power Commission	EL-140	4 Aug. 1983	AO-3-EL-140	Amendment including a new Power Purchase Agreement with Central Maine Power Company.
6. The New Brunswick Electric Power Commission	EL-64	20 Oct. 1983	AO-2-EL-64	Amendment varying the annual time periods during which energy may be exported.
7. Maine and New Brunswick Electrical Power Company Limited	EL-22	20 Oct. 1983	AO-1-EL-22	Amendment authorizing an increase in capacity charge.
8. Hydro-Québec	EL-113	17 Nov. 1983	AO-2-EL-113	Amendment extending the term of the licence by 6 months.
9. Ontario Hydro	ELO-166	24 Nov. 1983	AO-1-ELO-166	Amendment increasing the quantity of power and energy authorized by ELO-166.

E-V

EXPORTS OF ELECTRIC ENERGY — CALENDAR YEAR 1983

EXPORTER	LICENCE NUMBER	MEGAWATT HOURS					REPORTED DOLLAR VALUE OF EXPORT	
		LICENCE AUTHORIZATION		GROSS ENERGY EXPORTED				
		FIRM	INTER-RUPTIBLE	FIRM	INTER-RUPTIBLE	EXCHANGE[1]	FIRM	INTER-RUPTIBLE
1. Maine and New Brunswick Electrical Power Company Limited	EL-22	250 000	—	126 279	—	—	1 041 873	—
	EL-23	—	25 000	—	—	—	—	—
2. Fraser Inc.	EL-122	400 000	—	299 370	—	—	10 603 379	—
	EL-123	—	50 000	—	—	—	—	—
3. The New Brunswick Electric Power Commission	AO-2-EL-64	3 504 000	—	512 933	—	-1 138	34 757 257	—
	AO-1-EL-137	876 000	—	695 498	—	-11 234	43 926 545	—
	EL-138	876 000	—	695 498	—	-11 234	43 926 545	—
	AO-1-EL-139	92 000	—	37 810	—	-2 444	2 591 258	—
	AO-3-EL-140	—	6 482 400[2]	—	2 757 367	529	—	128 608 150
	EL-141	1 226 400	—	—	—	419 461	—	—
	EL-142	140 000	—	—	—	—	—	—
	EL-143	—	300 000	—	78 097	-39 869	—	4 386 961
	EL-144	250 000	—	—	—	25 016	—	—
	EL-145	—	179 000	—	4 985	-1 837	—	278 129
	EL-150	1 138 000	—	103 395	—	-1 713	5 783 652	—
	ELO-169 to ELO-171	300	—	212	—	—	15 828	—
TOTAL NEW BRUNSWICK				2 470 995	2 840 449	375 537	142 646 337	133 273 240
4. Cedars Rapids Transmission Company Limited	ELO-174	20 000	—	—	—	—	—	—
5. Hydro-Québec	EL-96	3 000 000	—	3 000 000	—	—	115 117 302	—
	AO-2-EL-113	—	10 200 000[3]	—	7 027 883	663	—	217 219 316
	EL-131	—	320 000	—	—	—	—	—
	EL-132	160 200	—	63 260	—	—	2 235 869	—
	EL-133	—	525 000[4]	—	134 237	—	—	5 090 944
	ELO-154 to ELO-156 and ELO-158 to ELO-165	1 752	—	315	—	—	14 081	—
	ELO-178	20 000	—	—	—	1 816	—	—
TOTAL QUÉBEC				3 063 575	7 162 120	2 479	117 367 252	222 310 280
6. Ontario Hydro	EL-32	15 000	—	963	—	—	1 926	—
	EL-134	—	10 000 000	—	—	-211 988	—	—
	EL-135	10 500 000	—	4 155 596	—	—	174 405 914	—
	EL-136	—	20 000 000[5]	—	7 741 188	27 845	—	272 647 381
	AO-1-ELO-166	200	—	4	—	—	224	—
7. Canadian Niagara Power Company Limited	AO-1-EL-124	130 000	—	—	—	—	—	—
	AO-1-EL-125	—	380 000[6]	—	353 252	11 183	—	13 491 740
	ELO-175	—	100 000	—	—	—	—	—
8. Boise Cascade Canada Ltd.	ELO-177	—	70 000	—	—	—	—	—
9. The Detroit and Windsor Subway Company	ELO-173	2 000	—	1 072	—	—	—	—
10. The Canadian Transit Company	ELO-167	25	—	24	—	—	—	—

E-V (cont'd)

EXPORTS OF ELECTRIC ENERGY — CALENDAR YEAR 1983

EXPORTER	LICENCE NUMBER	MEGAWATT HOURS					REPORTED DOLLAR VALUE OF EXPORT	
		LICENCE AUTHORIZATION		GROSS ENERGY EXPORTED				
		FIRM	INTER-RUPTIBLE	FIRM	INTER-RUPTIBLE	EXCHANGE[1]	FIRM	INTER-RUPTIBLE
11. St. Lawrence Power Company	AO-2-EL-114	—	250 000	—	—	99 681	—	—
	EL-115	—	150 000	—	27 036	—	—	666 172
	EL-116	—	150 000	—	—	1 228	—	—
12. Dow Chemical of Canada Limited	AO-1-EL-121	—	438 000	—	—	—	—	—
TOTAL ONTARIO				4 157 659	8 121 476	-72 051	174 408 064	286 805 273
13. Manitoba Hydro	EL-97	—	1 500 000	—	1 602 663	—	—	21 840 828
	EL-98	876 000	—	202 584	—	—	5 706 602	—
	EL-99	262 800	—	262 800	—	—	3 564 101	—
	EL-100	800 000	—	—	—	—	—	—
	EL-101	2 500 000	—	—	—	6 775	—	—
	EL-102	5 000 000	—	—	—	—	—	—
	EL-103	—	12 000 000[7]	—	3 897 695	20 038	—	57 959 507
	ELO-172 and ELO-176	7 899	—	1 722	—	—	40 178	—
TOTAL MANITOBA				467 106	5 500 358	26 813	9 310 881	79 800 335
14. Saskatchewan Power	EL-117	438 000	—	45 500	—	—	1 473 745	—
	EL-119	—	876 000[8]	—	15 913	19 787	—	174 319
	EL-120	876 000[8]	—	—	—	—	—	—
TOTAL SASKATCHEWAN				45 500	15 913	19 787	1 473 745	174 319
15. British Columbia Hydro and Power Authority	EL-126	32 000	—	13 248	—	—	503 807	—
	EL-127	2 000 000	—	—	—	1 176 953	—	—
	EL-128	3 000 000	—	—	—	—	—	—
	EL-129	—	525 600	—	349 860	—	—	6 939 507
	EL-130	—	10 000 00[9]	—	2 553 567	392 136	—	69 603 378
	ELO-168	600	—	339	—	—	41 997	—
16. Cominco Ltd.	EL-146	50 000	—	—	—	—	—	—
	EL-147	—	1 100 000	—	145 330	1 770	—	3 900 000
	EL-148	250 000	—	—	—	—	—	—
	EL-149	—	1 000 000	—	—	—	—	—
17. West Kootenay Power and Light Company	ELO-157	50	—	30	—	—	1 305	—
TOTAL BRITISH COLUMBIA				13 617	3 048 757	1 570 859	547 109	80 442 885
TOTAL CANADA[10]				10 218 452	26 689 073	1 923 424	445 753 388	802 806 312

(1) Exchange includes inadvertent and circulating flow, equichange, storage adjustment transfer and wheeling or carrier transfer.
(2) Total exports should not exceed 6 482.4 GW.h when combined with exports under Licences EL-64, EL-137, EL-138 and EL-150.
(3) Total exports should not exceed 10 200 GW.h when combined with export under Licence EL-96.
(4) Total exports should not exceed 525 GW.h when combined with export under Licence EL-132.
(5) Total exports should not exceed 20 000 GW.h when combined with export under Licence EL-135.
(6) Total exports should not exceed 380 GW.h when combined with export under Licence EL-124.
(7) Total exports should not exceed 12 000 GW.h when combined with exports under Licences EL-97, EL-98, EL-99 EL-100, EL-101 and EL-102.
(8) Total exports under Licences EL-119 and EL-120 should not exceed 876 GW.h when combined together.
(9) Total exports should not exceed 10 000 GW.h. during the water year (1 October to 30 September) when combined with exports under Licences EL-126 and EL-129.
(10) Excludes 641 108 $ revenue for wheeling, transmission, unit rental and storage transfer charges.

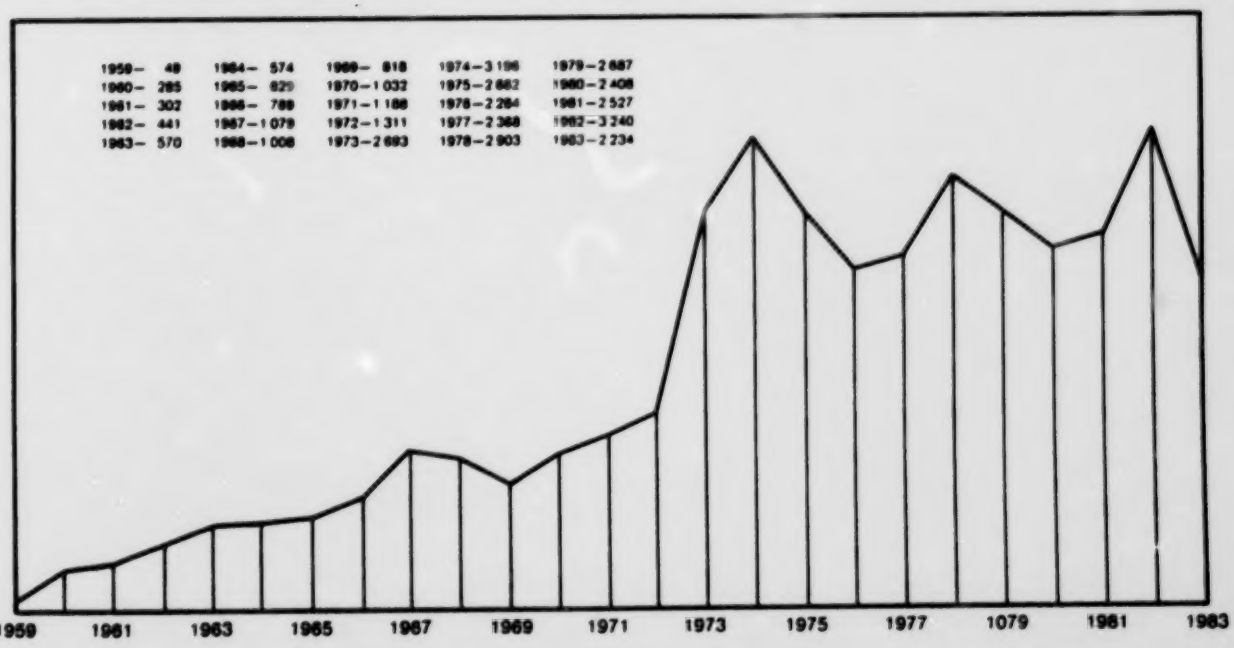
E-VI

TOTAL CANADIAN ELECTRIC ENERGY SUPPLY AND TRADE WITH THE UNITED STATES — CALENDAR YEAR 1983

CATEGORY	GIGAWATT HOURS	
Electric Energy Generation for all Canada	390 000	(preliminary)
Electric Energy importation from U.S.A.	3 179	"
Total Canadian Electric Energy Supply	393 179	"
Electric Energy Export (Gross) to U.S.A.	10 218	(firm) 2.6% of Canadian supply
	26 689	(interruptible) 6.8% of Canadian supply
	1 923	(exchange) 0.5% of Canadian supply
Total Electric Energy made available in Canada	354 349	(preliminary)

S-1

TOTAL NUMBER OF BOARD CERTIFICATES PERMITS AND AUTHORIZATIONS BETWEEN 1959 AND 1983



le 25 mars 1984

L'honorable Jean Chrétien, C.P.
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

Conformément aux dispositions de l'article 91 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, Statuts révisés du Canada 1970, chapitre n^{o} 6, j'ai l'honneur de vous soumettre le rapport annuel de l'Office national de l'énergie pour l'exercice terminé le 31 décembre 1983.

Veuillez agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments dévoués.

C. Geoffrey Edge

Le Président,
C. Geoffrey Edge

PHOTOGRAPHIE GRACIEUSETÉ DE: TRANS QUÉBEC & MARITIMES PIPELINE INC.

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1984

No. du Cat. NE1-1/1983-2F
ISBN 0-662-92484-3

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Secrétariat
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 992-3972

Imprimé au Canada

© Minister of Supply and Services Canada 1984

Cat. No. NE1-1/1983-2E
ISBN 0-662-13037-5

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

Secretariat
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 992-3972

Printed in Canada

Table des matières

Page

Liste des figures 3
Tableau de conversion au système métrique 5
Rapport du Président 7
Membres de l'Office 9
Fonctions et responsabilités 11
Audiences et enquêtes publiques 17

Revue générale du secteur énergétique 25
L'offre et la demande 25
Les travaux d'exploration et d'exploitation 27
Les réserves de pétrole et de gaz naturel 30

Revue des activités 33
Le pétrole brut et les produits pétroliers 33
Le gaz naturel et ses produits dérivés 35
Activités pipelinières 38
Activités dans le domaine de l'électricité 44
Questions d'ordre environnemental 47
Les tracés 47
Questions d'ordre économique 47
Questions de réglementation financière 48
Questions d'ordre juridique 50

Lois et réglementation 53
Organigramme de l'Office national de l'énergie 59
Annexes 63

Liste des figures

Numéro	Titre	Page
1	Projet de GNL de l'Ouest — Dome Petroleum Ltd. et Westcoast Transmission Company Limited	22
2	Consommation de certains types d'énergie au Canada	25
3	Importations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité	26
4	Exportations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité	27
5	Développements dans le domaine du pétrole et du gaz	28
6	Estimation des réserves établies de pétrole brut classique des régions productrices classiques	30
7	Estimation des réserves établies de gaz naturel commercialisable des régions productrices classiques	30
8	Production, importation et exportation du pétrole et des hydrocarbures équivalents	33
9	Production de gaz naturel	35
10	Sociétés pétrolières et de produits pétroliers réglementées par l'ONÉ	39
11	Sociétés gazières réglementées par l'ONÉ	40
12	Causes des incidents de pipelines	42
13	Approvisionnement en électricité	44
14	Demande d'électricité	45
15	Transfert international et interprovincial d'électricité	45
16	Valeur des exportations en dollars	49

Tableau de conversion au système métrique

L'Office national de l'énergie a adopté le Système international de mesure (SI). Le tableau de conversion suivant servira aux lecteurs qui connaissent peut-être mieux le système des mesures impériales.

Facteur de conversion approximatif

1 mètre (m)	= 3,28 pieds
1 kilomètre (km)	= 0,62 mille
1 millimètre (mm)	= 0,039 pouce
1 mètre cube (m^3)	= 6,3 barils
1 mètre cube (m^3)	= 35,3 pieds cubes
1 litre (l)	= 0,22 gallon
1 kilogramme (kg)	= 2,22 livres
1 gigajoule (Gj)	= 0,95 MMBtu (950 pieds cubes à 1000 Btu/p^3)
Gj = gigajoule	= 10^9J
Tj = terajoule	= 10^{12}J
Pj = petajoule	= 10^{15}J
Ej = exajoule	= 10^{18}J

Rapport du Président

L'année 1983 a été marquée par le changement et la transition dans l'industrie énergétique. On a constaté un temps d'arrêt dans le développement des marchés canadiens et étrangers, qui ont dû s'adapter aux conditions économiques difficiles et incertaines tant au Canada qu'à l'étranger.

La hausse spectaculaire des prix mondiaux du pétrole en 1979 et en 1980 a donné un essor accru au développement de projets gigantesques et a contribué, dans une grande mesure, à précipiter la montée en flèche du taux de l'inflation et des taux d'intérêt en 1981, ainsi que la profonde récession qui a suivi et dont l'économie nord-américaine se remet seulement maintenant. Il en est résulté un fléchissement de la demande de produits énergétiques, attribuable en partie aux économies d'énergie et au ralentissement de l'économie, et en 1983 les prix mondiaux du pétrole ont sensiblement chuté en termes réels et nominaux. De nombreux programmes et projets ambitieux fondés sur des augmentations supplémentaires prévues des prix mondiaux du pétrole ont été laissés de côté et d'autres ont été suspendus, par suite, surtout, de ces événements.

À la même époque l'an dernier, la récession qui s'aggravait a contribué à une chute sensible de la demande de produits pétroliers et a provoqué, à son tour, l'aggravation du problème du pétrole canadien inutilisé. Conscient des répercussions de ces événements, l'Office a pris des mesures supplémentaires en 1983 pour alléger la situation en autorisant, à titre temporaire et pour la première fois depuis plusieurs années, l'exportation d'importants volumes de pétrole brut léger et moyen.

Le bouleversement croissant qu'ont connu les marchés américains en 1983 par suite de la forte chute de la demande a eu des effets néfastes sur les exportations de gaz canadien. La chute de la demande aux États-Unis résultait de divers facteurs, soit la récession économique, la douceur inhabituelle de l'hiver, les économies d'énergie et la forte concurrence de sources d'énergie de remplacement.

En réponse à ces pressions du marché, le gouvernement canadien a entrepris de réduire de façon sensible le prix de base des exportations de gaz aux États-Unis et il a pris l'initiative d'un nouveau barème de prix incitatifs. Un certain nombre d'exportateurs canadiens ont aussi accepté, sous réserve de l'approbation des organismes canadiens et américains de réglementation, un relâchement temporaire des exigences imposées aux expéditeurs américains en ce qui concerne les contrats forfaitaires de gaz.

À la fin de l'année, le Congrès américain étudiait encore des mesures possibles à l'égard des approvisionnements américains et importés de gaz naturel, et on attendait, des organismes américains de réglementation, une annonce sur la politique révisée qu'ils prévoyaient d'appliquer lors de l'étude des nouvelles importations de gaz. Par conséquent, les organismes américains de réglementation n'ont pas donné les autorisations d'importations nécessaires pour les 9,8 exajoules de nouvelles exportations autorisées par l'Office en janvier 1983.

L'incertitude mondiale quant aux perspectives énergétiques a généralement eu un impact, sous diverses formes, sur les questions présentées à l'Office. Par exemple, l'Office a différé l'audience sur le Projet pilote de l'Arctique pour donner à ses commanditaires le temps d'explorer les marchés éventuels de GNL canadiens en Europe.

Cependant, il y a eu des signes encourageants sur la scène énergétique. En termes de commerce international, la balance favorable des paiements a accusé un excédent de 2,2 milliards de dollars pour le pétrole brut et les produits pétroliers, de 3,9 milliards de dollars pour le gaz, de 1,2 milliard de dollars pour l'électricité, soit au total 7,3 milliards de dollars. La balance commerciale favorable pour le pétrole brut ne se maintiendra vraisemblablement pas si les conditions économiques améliorées se traduisaient par une reprise de la demande au Canada. Des projets de relance de certains projets de récupération assistée de pétrole, à une échelle réduite, sont aussi apparus en réponse à la réduction des redevances et des prélèvements fiscaux par les gouvernements fédéral et provinciaux. De plus, on a lancé, à une échelle réduite, de nouveaux projets de mise en valeur de pétrole à partir des sables bitumineux.

La révision à la baisse de la demande d'électricité au Canada s'est traduite par un excédent de la capacité de production hydro-électrique qui avait été prévue précédemment, en fonction des taux de croissance élevée prévus alors. Il en résulte de nouvelles possibilités immédiates d'exportation, et des contrats à long terme d'exportation d'électricité garantie en provenance de centrales hydro-électriques et nucléaires sont à l'étude. L'Office prévoit d'autres audiences importantes en 1984 relativement à des exportations additionnelles de puissance et d'énergie en provenance de la Colombie-Britannique, du Manitoba, du Québec et du Nouveau-Brunswick.

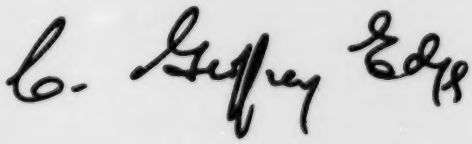
Malgré certains retards dans l'avancement de grands projets énergétiques, l'Office a été très occupé l'an dernier. Une fois remplies les conditions socio-économiques environnementales précédemment déterminées, l'Office a donné son approbation définitive à la construction, de Norman Wells (T.N.-O.) à Zama (Alberta), de l'oléoduc de l'Interprovincial. L'Office a tenu des audiences sur une requête d'Hydro-Québec en vue d'obtenir l'approbation de l'exportation à long terme, vers l'État de New York, d'une importante quantité d'électricité. L'Office a aussi terminé des audiences sur les droits et tarifs d'un certain nombre de grandes sociétés pipelinières dont la Trans Mountain, la TransCanada, la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes, la Westcoast et l'Interprovincial Pipe Line, et il a rendu ses décisions à l'égard de toutes les sociétés sauf la dernière. À la demande du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, l'Office a effectué une importante étude sur un certain nombre d'aspects différents du rôle et du fonctionnement de la Commission d'énergie du Nord canadien, société de la Couronne.

En 1983, l'Office a entamé une importante révision de ses règlements relatifs aux renseignements demandés dans les requêtes déposées auprès de l'Office, ainsi qu'une révision de ses Règles de pratique et de procédure et des règlements concernant la sécurité et la conception des pipe-lines. En outre, il a travaillé en étroite collaboration avec les représentants de l'industrie et l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada pour mettre au point de nouveaux règlements visant à régir la construction et l'exploitation des pipelines installés au large des côtes. Dans l'ensemble, l'Office a participé à plus de 25 études visant à mettre à jour, à simplifier et à clarifier ses règles et règlements afin de réduire les formalités réglementaires.

D'autres changements étaient encore à l'étude en ce qui concerne les recommandations faites par le Groupe de travail sur les coûts de construction des pipelines, qui a été créé par le ministre de l'Énergie en réponse à une étude précédente du personnel de l'Office. Finalement, le personnel a lancé une nouvelle étude pour mettre à jour les prévisions de l'Office à-propos de l'offre et la demande d'énergie pour 1981 jusqu'en l'an 2000 afin de tenir compte des nouvelles conditions et circonstances.

Parmi les autres grandes initiatives entreprises par l'Office en 1983 figurait son programme de communications. L'Office a continué à publier un rapport trimestriel global sur l'état de ses activités de réglementation et il a commencé à publier des bulletins d'information sur une vaste gamme de fonctions et d'activités de l'Office afin d'encourager les groupes d'intérêt public et l'industrie, qui sont touchés par ses décisions, à participer davantage, à mieux comprendre ses décisions, et de façon à les sensibiliser davantage.

Au seuil de 1984, anniversaire spécial pour l'Office, qui a été créé il y a 25 ans en automne 1959, nous sommes fiers des importantes réalisations passées et nous entrevoyons des événements prometteurs sur la scène énergétique au Canada.



C. Geoffrey Edge

Membres de l'Office national de l'énergie

Président:	C. Geoffrey Edge
Vice-président:	R.F. Brooks
Vice-présidents associés:	L.M. Thur W.A. Scotland* J. Farmer A.D. Hunt
Membres:	J.R. Jenkins J.R. Hardie J.L. Trudel R.B. Horner, c.r. A.B. Gilmour W.G. Stewart** E.S. Bell***

Nouveaux membres

**Le gouverneur en conseil a nommé M. W.G. Stewart à titre de membre de l'Office à compter du 24 mars 1983. Ancien président et chef exécutif de la société Union Gas Limited, M. Stewart était, avant sa nomination, conseiller principal des affaires corporatives auprès de la firme Richardson Greenshields of Canada Limited.

***Le gouverneur en conseil a en outre nommé M. E.S. Bell à titre de membre temporaire de l'Office du 1er avril 1983 au 31 août 1983, agissant en qualité de membre du comité permanent qui a mené l'enquête sur la Commission d'énergie du Nord canadien.

* M. Scotland est l'agent désigné de l'Office au bureau de Calgary de l'Administration du pipe-line du Nord.

Fonctions et responsabilités de l'Office national de l'énergie

En vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie (1959) et de ses modifications subséquentes, l'Office a deux responsabilités principales:

- *réglementer* des secteurs précis des industries du pétrole, du gaz et de l'électricité dans l'intérêt du public, et
- *conseiller* le gouvernement sur toute question relative à la mise en valeur et à l'utilisation des ressources énergétiques.

L'Office peut, de son propre chef, *enquêter* sur des aspects particuliers de l'industrie énergétique et en faire rapport au gouvernement, au Parlement et au grand public.

L'Office effectue aussi des *études* et rédige des *rapports* à la demande du Ministre.

Le rôle de réglementation de l'Office touche les champs d'activité suivants:

Les certificats de commodité et de nécessité publiques pour les pipelines et les lignes de transport d'électricité

L'Office accorde des certificats permettant de construire et d'exploiter des pipelines internationaux ou interprovinciaux pour transporter du pétrole, du gaz et des produits pétroliers ainsi que des lignes internationales de transport d'électricité[1]. Avant la délivrance d'un certificat, l'Office est tenu d'entendre la requête en audience publique.

1 En vertu d'une modification promulguée en 1963, la portée des dispositions pertinentes de la Loi sur l'ONÉ pourra s'étendre aux lignes interprovinciales de transport d'électricité, désignées par décret du gouverneur en conseil.

Les licences et ordonnances d'exportation

Lors de l'étude de demandes d'exportation, l'Office doit, en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie, examiner tous les facteurs qui lui semblent pertinents. Il doit notamment s'assurer que les quantités d'énergie en question ne dépassent pas les excédents restants après avoir tenu compte des besoins raisonnablement prévisibles du Canada pour cette forme d'énergie. L'Office doit en outre tenir compte de la répartition équitable du pétrole ou du gaz au Canada, lorsque ces produits seront exportés en vue d'une importation subséquente ou dans le cas d'importation de pétrole et de gaz. De plus, l'Office peut avoir l'autorité de répartir les approvisionnements de pétrole ou de gaz entre les différentes régions du pays, soit par exemple, au cours d'une période où l'approvisionnement est difficile, autrement qu'en cas d'urgence nationale.

La réglementation des taux, droits, tarifs et pratiques comptables

L'Office réglemente les taux, les droits et les tarifs des sociétés pétrolières qui relèvent de la compétence du gouvernement fédéral afin de s'assurer qu'ils sont justes et raisonnables et afin d'empêcher toute discrimination injuste. Les droits et les tarifs approuvés sont calculés de façon à tenir compte notamment, des frais d'établissement et d'exploitation ainsi que de la nécessité pour les sociétés en question d'obtenir un rendement suffisant de leurs investissements pour attirer les fonds nécessaires au maintien et à l'expansion de leur service. L'Office exige des sociétés pétrolières et gazières qui relèvent de sa compétence qu'elles utilisent les pratiques et les systèmes de classification comptables normalisés qu'il a établis.

Ordonnances en matière de pipelines et de lignes de transport d'électricité

L'Office peut délivrer des ordonnances relatives à de petites additions ou à des modifications aux réseaux de pipelines sans avoir recours à une audience publique. Ces additions et modifications ont donc trait à des tronçons, des embranchements et des prolongements de pipelines d'une longueur maximale de 40 kilomètres et à des installations auxiliaires comme les réservoirs, les pompes, les compresseurs, les stations de comptage et les systèmes de communication. L'Office peut aussi autoriser, au moyen d'une ordonnance, la construction et l'exploitation de lignes internationales de transport d'électricité d'une puissance maximale de 50 kilovolts.

Sécurité des canalisations

Les règlements de l'Office sur les pipe-lines et sur les gazoducs énoncent les principes qui doivent régir la conception, la construction et l'exploitation des pipelines relevant de sa compétence. En ce qui concerne d'abord la conception technique du pipeline, on étudie les requêtes de construction pour assurer qu'elles sont conformes aux règlements. Des sociétés exploitantes sont tenues d'élaborer des plans d'urgence conjointement avec des autorités locales en vue de la sécurité publique, au cas où il se produirait des bris de canalisation lors d'essai ou en cours d'exploitation. Pour assurer que le pipeline est construit et exploité de la façon la moins dangereuse

possible, l'Office fait exécuter des programmes d'inspection, ainsi que des enquêtes et des examens.

Les ordonnances de croisement de pipeline par les services publics

Pour des raisons de sécurité, de protection de l'environnement et de l'existence d'autres services publics, aucun pipeline ne peut sans autorisation croiser un autre service public ou être croisé par ce dernier. Lorsqu'un pipeline doit croiser un cours d'eau navigable ou une voie ferrée, l'autorisation doit être obtenue du ministre des Transports ou de la Commission canadienne des transports respectivement. Les croisements d'autres services publics ne peuvent être faits qu'avec l'autorisation de l'Office, après étude de tous les renseignements pertinents.

Protection de l'environnement

Les règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie exposent les exigences de cet organisme quant aux renseignements d'ordre environnemental à lui fournir sur les nouveaux oléoducs et gazoducs, sur les modifications ou les extensions apportées aux réseaux actuels et à propos des lignes internationales de transport d'énergie. L'Office considère les répercussions de la construction et de l'exploitation des oléoducs, des gazoducs et des lignes internationales de transport d'électricité sur l'environnement. L'Office tient compte de divers éléments comme les effets sur le pergélisol, l'érosion et le limonage au croisement de cours d'eau, les conséquences pour la faune et le poisson, la préservation des sites archéologiques importants, les émissions gazeuses, le bruit ainsi que la protection des terres arables.

Incidences socio-économiques

L'Office a publié des lignes directrices en vue de la préparation d'évaluations de l'incidence socio-économique régionale des projets de gazoduc ou d'oléoduc. Lorsqu'il évalue les sortes d'incidences que pourraient entraîner un projet, l'Office tient compte des politiques et des pratiques du requérant dans le but d'encourager les répercussions socio-économiques régionales positives du projet et d'en atténuer les effets négatifs. L'Office surveille les plans d'action socio-économiques, mène des enquêtes et passe en revue le rendement d'une société pipelinière lorsqu'il y a lieu.

La teneur canadienne

Lorsqu'il rend des décisions, l'Office tient compte de l'étendue des occasions équitables auxquelles ont droit les Canadiens en vue de participer au financement, à la conception et à la construction des installations.

Responsabilités en vertu de la Loi sur l'Administration de l'énergie

L'Office est chargé de l'application de certains aspects de la Loi sur l'Administration de l'énergie, (autrefois la Loi sur l'Administration du pétrole), à savoir l'imposition et la perception d'une redevance sur l'exportation du pétrole brut et de certains produits pétroliers et l'administration du prix du gaz naturel sur les marchés interprovinciaux et d'exportation.

Responsabilités en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord

Adoptée le 12 avril 1978, la Loi sur le pipe-line du Nord autorise la délivrance de certificat relatif à la construction au Canada du Gazoduc de la route de l'Alaska, ainsi que la création de l'Administration du pipe-line du Nord chargée d'en assurer la surveillance. Aux termes de certaines dispositions de la Loi, la société doit demander diverses autorisations de l'Office, du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et du ministre responsable de l'application de la Loi sur le pipe-line du Nord. Les responsabilités de l'Office portent surtout sur le financement et les tarifs, l'approbation des cahiers de charge des canalisations, la délivrance d'ordonnances de mise en service ainsi que sur la réglementation de l'exploitation du pipeline.

Accès public et participation

L'Office est une cour d'archives. Les audiences devant l'Office sont publiques et le requérant et les personnes intéressées ont plein droit de participation. L'Office donne aux parties un avis raisonnable des questions à l'étude dans un dossier, ainsi que l'occasion de traiter des problèmes ou des questions quelconques que pourrait avoir l'Office. Ce dernier accomplit cela en émettant un avis public, en expédiant des demandes de renseignements écrites aux parties et en procédant à un contre-interrogatoire.

Le dossier d'une audience est public. Ce dossier comprend la requête, les interventions, les demandes de renseignements et leurs réponses, les pièces justificatives, les dépositions verbales (qui sont transcrites), les plaidoiries ou les témoignages des parties, les ordonnances et décisions pertinentes de l'Office, la correspondance échangée entre les parties et l'Office et les autres documents déposés au cours des délibérations. L'Office peut faire exception à cette règle

lorsqu'un requérant déclare que le prix ou d'autres modalités du contrat sont confidentiels pour des raisons de concurrence; l'Office peut alors maintenir ces documents confidentiels pendant un temps très limité.

Les décisions de l'Office sont rendues dans l'intérêt du public. Le grand public a accès au dossier d'une audience de l'Office par la bibliothèque ou les services d'information de l'Office. Les motifs de décision de l'Office sur les requêtes d'audience sont des documents publics et toutes ses décisions sont, bien entendu, disponibles au public.

L'Office publie tous les trois mois un État des projets de réglementation qui donne un préavis des mesures de réglementation à venir et des renseignements quant à l'état des affaires en cours. Au cours de 1983, l'Office a également commencé à publier des Bulletins d'information sur ses activités et ses procédures.

Application des décisions de l'Office

Lorsque l'Office est disposé, suite à une audience publique, à accorder un certificat relatif à un pipeline ou à une ligne de transport d'électricité ou à délivrer une licence d'exportation de gaz naturel ou d'électricité, d'importation de gaz naturel ou d'exportation de pétrole, d'une durée de plus d'un an, il en fait rapport au gouverneur en conseil par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Si la délivrance du certificat est approuvée par le gouverneur en conseil, l'Office délivre le certificat. Lorsqu'il s'agit d'une requête relative à l'exportation ou à l'importation, une licence délivrée par l'Office entre en vigueur dès qu'elle est approuvée par le gouverneur en conseil. Lorsque l'Office rejette une demande, la décision n'est pas soumise à l'étude du gouverneur en conseil.

À cause de la nature particulière du commerce du pétrole brut et des produits pétroliers, notamment l'utilisation de contrats à court terme et la nécessité de prendre des décisions au jour le jour, l'Office met directement en application (sauf pour les licences qui excèdent un an)[1] des mesures de contôle des exportations de pétrole sans avoir recours au gouverneur en conseil.

L'Office peut aussi s'occuper directement des requêtes présentées en vue de l'obtention d'ordonnances autorisant l'exportation de petites quantités d'éthane, de propane, de butanes et d'éthylène n'excédant pas un an, d'un maximum de trois milliards de mètres cubes de gaz naturel au cours d'une période quelconque n'excédant pas deux ans et de petites quantités d'électricité n'excédant pas trois ans, sans avoir recours au gouverneur en conseil.

Les décisions relatives aux taux, droits et tarifs sont prises par l'Office sans avoir recours au gouverneur en conseil.

Appels des décisions de l'Office

Pour ce qui a trait à la participation, à l'assermentation et à l'interrogatoire des témoins, à la production et à l'examen des documents et à l'exécution de ses ordonnances, l'Office possède tous les pouvoirs attribués à une cour supérieure d'archives.

En vertu de l'article 17(1) de la Loi sur l'Office national de l'énergie, l'Office peut réviser, rescinder ou changer toute ordonnance ou décision par lui rendue, ou peut procéder à une nouvelle audition d'une requête avant d'en décider. En vertu de l'article 17(2) de la Loi, l'Office peut modifier l'un quelconque des certificats ou licences qu'il a délivrés, mais les changements ou modifications de ce genre ne sont pas valides tant qu'ils n'ont pas été approuvés par le gouverneur en conseil. Aux termes de ces articles de la Loi, les parties peuvent demander à l'Office de réviser une ordonnance ou une décision, ou de modifier une licence ou un certificat.

Il est possible d'en appeler d'une décision ou d'une ordonnance de l'Office auprès de la Cour d'appel fédérale, à la condition que l'appel se fonde sur un point de droit ou de compétence. Il faut obtenir de la Cour l'autorisation d'interjeter appel, dans le mois qui suit la décision ou l'ordonnance de l'Office, ou à tout autre moment déterminé par la Cour. Des jugements de la Cour d'appel peuvent, sous réserve d'autorisation, être portés devant la Cour suprême du Canada. La Cour d'appel fédérale est autorisée à étudier et à casser des décisions ou ordonnances de l'Office national de l'énergie en vertu de motifs établis.

La division de première instance de la Cour fédérale du Canada a seule le pouvoir d'émettre une injonction, un bref de certiorari, une ordonnance de sursis, un bref de mandamus, un bref de quo warranto ou une réparation déclaratoire à l'égard de tout office, commission ou tribunal fédéral.

Frais adjugés

La Loi sur l'Office national de l'énergie n'habilite pas l'Office à adjuger des frais aux participants

1 L'Office peut en outre délivrer, sans tenir une audience publique ni avoir recours au gouverneur en conseil, une licence pour plus d'un an, pour l'exportation de produits pétroliers en vertu d'une entente pour le traitement du pétrole brut importé.

au cours de ses délibérations, sauf dans les cas particuliers d'audiences portant sur les préoccupations des propriétaires fonciers en ce qui concerne le tracé d'un pipeline ou d'une ligne de transport d'électricité. Ces audiences ont lieu en vertu de l'article 29.2(3) de la Loi.

GROUPES DE TRAVAIL ET COMITÉS PERMANENTS

L'Office attribue une grande partie de ses travaux permanents de réglementation à cinq comités permanents composés chacun d'un quorum de trois membres de l'Office. En outre, certains membres de l'Office et cadres de direction participent aux travaux de sept comités, dont deux traitent exclusivement des questions se rapportant à la gestion interne de l'Office.

COMITÉS PERMANENTS

Dans l'exercice de ses pouvoirs et de ses fonctions, le comité

COMITÉS PERMANENTS	MEMBRES	RESPONSABILITÉS
Pétrole	J.R. Hardie* J.R. Jenkins R.B. Horner J.L. Trudel**	Exercer les pouvoirs de l'Office en vertu des parties I et I.1 de la Loi sur l'administration de l'énergie en ce qui concerne les droits d'exportation sur le pétrole brut, les produits pétroliers et le pétrole servant de combustible au transport international. Le comité permanent délivre des licences relatives à l'exportation de pétrole et de produits pétroliers pour une période de moins d'un an***, délivre des ordonnances pour les mouvements et les répartitions interprovinciales du pétrole brut de l'ouest du Canada et pour les échanges, délivre des licences en vue de l'importation de mazout lourd au Canada et conseille le Ministre en ce qui concerne les questions énergétiques du domaine du pétrole.
Gaz	L.M. Thur* R.B. Horner A.B. Gilmour J. Farmer**	Exercer les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne les questions relatives au gaz naturel, au gaz naturel liquéfié, au gaz naturel synthétique, au propane, aux butanes, à l'éthane et à l'éthylène. En outre, ce comité permanent conseille le Ministre en vertu de l'article 22 de la Loi, en matière de prix du gaz naturel exporté.
Électricité	R.F. Brooks* A.D. Hunt J.L. Trudel W.G. Stewart**	Exercer les pouvoirs de l'Office sur toutes les questions relatives à l'électricité.
Pipeline	J. Farmer* J.R. Jenkins A.B. Gilmour W.G. Stewart**	Exercer les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne les questions relatives à la construction, à l'exploitation et à l'entretien des oléoducs et des gazoducs, y compris des considérations d'ordre sécuritaire et environnemental.
Réglementation financière	A.D. Hunt* J.R. Hardie W.G. Stewart R.B. Horner**	Exercer les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne les droits et les tarifs exigés par les sociétés de gazoducs et d'oléoducs relevant de la compétence de l'Office.

* Président du comité permanent

** Membre suppléant

*** Le comité permanent peut délivrer une licence de plus d'une année sans tenue d'une audience publique, en vue de l'exportation de produits pétroliers aux termes d'une entente sur le traitement de pétrole brut importé.

Nota: Le Président est membre d'Office de tous les comités permanents et comités.

permanent renvoit devant le conseil des membres de l'Office toute question qui traite de politiques générales, qui pourrait avoir des conséquences importantes pour les industries relevant de la compétence de l'Office, qui exige un examen attentif quant à l'opportunité d'une audience publique, ou qui soulève des points dont l'importance, selon le comité permanent, affecte l'Office tout entier. À l'exception de ce qui est décrit à la page 14, les comités permanents ne délivrent ni ne modifient des certificats ou des licences et ils ne peuvent pas décider des questions qui nécessiteraient la tenue d'une audience publique.

COMITÉS

Les comités de l'Office étudient et passent en revue les questions d'intérêt qui n'entrent pas dans les responsabilités directes des divers comités permanents.

COMITÉS	MEMBRES	RESPONSABILITÉS
Exécutif	C.G. Edge* R.F. Brooks L.M. Thur J. Farmer A.D. Hunt R. St.G. Stephens	Traiter des questions générales à long terme qui touchent l'Office.
Vérification interne	C.G. Edge* R.F. Brooks L.M. Thur R. St.G. Stephens	Faire la revue des opérations de l'Office afin de s'assurer qu'elles sont administrées de façon économique et efficace.
Processus de réglementation	R.F. Brooks* L.M. Thur G. Yorke Slader F.H. Lamar	Examiner et passer en revue tous les aspects du processus de réglementation et recommander à l'Office des mesures conçues pour améliorer l'efficacité des règlements.
Études énergétiques	C.G. Edge* R.F. Brooks L.M. Thur A.D. Hunt K.W. Vollman	Lancer et revoir les études effectuées sur tous les aspects de l'énergie qui peuvent intéresser l'Office et qui ne sont pas du ressort des autres groupes ou comités.
Réglementation des pipelines (tarifs)	C.G. Edge* J. Farmer A.D. Hunt J.R. Hardie W.G. Stewart	Traiter des questions générales qui découlent des responsabilités de réglementation de l'Office, en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ.
Réglementation des pipelines (construction)	C.G. Edge* L.M. Thur J. Farmer A.D. Hunt J.R. Jenkins A.B. Gilmour T.S. Shwed	Traiter des questions de l'Office qui découlent des responsabilités de réglementation de l'Office en vertu de la partie III de la Loi sur l'ONÉ.

* Président du comité

COMITÉS	MEMBRES	RESPONSABILITÉS
Commisson d'énergie du Nord canadien	C.G. Edge* J.R. Hardie E.S. Bell	Traiter des questions découlant du rapport d'août 1983 de l'Office portant sur la Commision d'énergie du Nord canadien, qui a fait suite à l'enquête réalisée à la demande du ministre des Affaires indiennes et du Nord.

* Président du comité

Audiences et enquêtes publiques

En 1983, l'Office a mené, en totalité ou en partie, 14 audiences et enquêtes publiques de Vancouver (Colombie-Britannique) à Fredericton (Nouveau-Brunswick) et dans le nord du Canada, ce qui a représenté au total 143 jours d'audience.

Voici un résumé des importantes décisions rendues en 1983 à la suite de ces audiences publiques.

EXPORTATIONS DE GAZ NATUREL

Audience générale sur l'exportation du gaz

Comme le signalait le rapport annuel de l'an dernier, l'Office a publié le 27 janvier 1983 sa décision sur les phases II et III de l'Audience générale sur l'exportation du gaz qu'il avait terminée à la fin de 1982.

L'Office a tenu cette audience pour examiner un certain nombre de requêtes en concurrence en vue de l'obtention de licences d'exportation de gaz naturel ou d'ordonnances de modification de licences existantes.

La phase I a été tenue pour déterminer si des changements devraient être apportés aux conditions des licences existantes d'exportation de gaz naturel et s'il faudrait changer les procédures de protection applicables aux volumes dont l'exportation avait déjà été autorisée. L'Office a aussi examiné la procédure utilisée pour déterminer la disponibilité d'excédents de gaz naturel pour l'exportation.

Dans la phase II, l'Office a examiné les aspects économiques, contractuels, réglementaires et autres des requêtes en vue de l'exportation de gaz naturel. Il a aussi examiné les marchés du gaz canadien aux États-Unis et au Canada.

Au cours de la phase III, l'Office a entendu des preuves sur la demande et sur l'offre du gaz naturel ainsi que sur l'excédent disponible pour l'exportation.

Le tableau suivant résume les quantités faisant l'objet de requêtes ainsi que celles qui ont été accordées par l'Office (les exportations à destination des États-Unis sont classées par ordre décroissant):

RÉSUMÉ DES EXPORTATIONS
(en exajoules)

	Demandées	Accordées
Exportations aux États-Unis		
TransCanada PipeLines Limited	6,5	3,0
Pan-Alberta Gas Ltd.	4,6	2,2
Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	4,9	1,4
ProGas Limited	2,2	1,1
Westcoast Transmission Company Limited	2,6	0,9
KannGaz Producers Ltd.	0,7	0,5
Consolidated Natural Gas Limited	0,2	0,2
Sulpetro	0,2	0,2
Columbia Gas Development of Canada Ltd.	0,2	0,1
Canadian-Montana Pipeline Company	0,5	0,1
Niagara Gas Transmission Limited	0,1	0,1
Ocelot Industries Ltd.	0,6	Nul
Total partiel des exportations à destination des États-Unis	**23,4 ***	**9,8**
Exportations au Japon (GNL)		
Dome Petroleum Limited	3,1	2,4
Total des exportations	**26,5**	**12,2**

NOTE: * Le total de la colonne est 23,4 après arrondissement

Dans sa décision, l'Office autorisait l'exportation d'une quantité supplémentaire de 12,2 exajoules (11,5 billions de pieds cubes) de gaz naturel de l'Ouest canadien. Cela représentait moins de la moitié des 26,5 exajoules demandés par les sociétés requérantes.

La Dome Petroleum Limited a obtenu une licence en vue de l'exportation de 2,4 exajoules de GNL (gaz naturel liquéfié) à destination du Japon de 1986 à 2001. Il s'agit là de la première licence canadienne pour l'exportation de gaz naturel au Japon.

Les 9,8 exajoules restants étaient destinés à l'exportation à des marchés américains existants et nouveaux, principalement de 1985 à 1994.

Les 12,2 exajoules mentionnés dans les nouvelles licences s'ajoutent au 12 exajoules restants dont l'exportation a été autorisée en vertu des licences déjà délivrées. Cette dernière quantité comprend les dernières exportations importantes autorisées en novembre 1979, lors de la délivrance de licences portant sur 4,1 exajoules.

Dans sa décision, l'Office a aussi rejeté deux requêtes: une requête de l'Ocelot Industries Limited visant à exporter aux États-Unis du gaz naturel en provenance de la Saskatchewan, et une autre de la ProGas Limited visant à exporter du gaz en Californie.

En outre, l'Office a approuvé une requête de l'Union Gas visant à poursuivre les exportations de gaz naturel synthétique aux États-Unis et il a délivré une licence à la Transco pour importer au Canada du gaz naturel et pour en exporter. Cette décision avait simplement pour but de faciliter le transport et n'impliquait aucune exportation nette.

Pour décider si ces exportations seraient dans l'intérêt du public canadien, l'Office a comparé les avantages que l'on tirerait des exportations du gaz avec ceux qui pourraient résulter de la conservation du gaz dans le sol pour utilisation au Canada à une date ultérieure. Il a conclu que le Canada tirerait un avantage net de 17 milliards de dollars des nouvelles exportations de gaz naturel. De plus, au prix d'exportation alors en vigueur, soit juste en-dessous de 6 $ le gigajoule (4,94 $ US le million de Btu), on a prévu que la contribution des nouvelles exportations à la balance des paiements du

Canada serait de quelque 70 milliards de dollars au cours de la durée des licences.

L'Office a examiné les débouchés du gaz canadien sur les marchés américains et japonais et il a constaté que ces deux pays offraient d'appréciables marchés à long terme pour le gaz canadien. L'Office s'est assuré que les marchés existants aux États-Unis continueraient d'être approvisionnés au cours des dix prochaines années une fois prolongées les licences existantes lorsqu'elles arriveraient à expiration et il a garanti aux nouveaux marchés qui nécessitaient de nouvelles installations de gazoduc un approvisionnement de douze ans pour supporter le financement des coûts des pipelines.

L'Office a estimé que deux marchés nécessitaient une analyse spéciale: le marché du Nord-Est des États-Unis et celui du GNL au Japon. L'Office a constaté que le nord-est des États-Unis était un marché intéressant caractérisé par une croissance à long terme, mais il se préoccupait du coût de construction des nouvelles installations pipelinières. Ces installations seraient nécessaires pour acheminer le gaz sur 3 000 kilomètres à partir de l'Alberta. L'Office était d'avis que, même si certaines des nouvelles installations pipelinières pouvaient être utilisées par la suite pour acheminer du gaz jusqu'aux marchés canadiens, il existait un facteur qui jouait contre de grandes exportations de gaz de l'Ouest jusqu'au Nord-Est des États-Unis, soit le fait qu'à long terme une partie de ce marché pourrait être approvisionnée avec du gaz de la région de l'île de Sable et d'autres régions pionnières.

L'Office estimait que l'exportation de GNL au Japon était une occasion de taille pour diversifier le marché d'exportation du gaz canadien. Étant donné que le prix du gaz destiné à ce marché serait lié à celui du pétrole brut, l'intérêt économique du projet dépendait donc de l'évolution des prix mondiaux du pétrole brut. Bien que le contrat de ventes au Japon porte sur 20 ans, l'Office n'était disposé à délivrer une licence garantie que pour 15 années. Cependant, l'Office a prélevé, dans l'excédent non réparti, suffisamment de réserves pour délivrer à la Dome une autre licence de 5 ans si les circonstances le justifient.

Il faut remarquer que l'Office a stipulé, comme condition nécessaire à la délivrance de chaque licence, que le détenteur de licence doit avoir, d'ici le 31 janvier 1984, pris et obtenu toutes les dispositions et approbations nécessaires[1]. Il s'agit notamment des autorisations des pouvoirs publics américains d'importer du gaz ou de construire de nouvelles installations aux États-Unis, des permis provinciaux d'acheminement du gaz hors des provinces ainsi que d'autres autorisations de l'Office en ce qui concerne des installations additionnelles et de l'achèvement des dispositions contractuelles et financières.

EXPORTATIONS DE PUISSANCE ÉLECTRIQUE

Hydro-Québec

En septembre et octobre 1983, l'Office a tenu une audience publique sur une requête présentée par Hydro-Québec en vue de l'obtention de licences d'exportation de puissance et d'énergie à la Power Authority of the State of New York (PASNY) et à la Niagara Mohawk Power Corporation. L'Office diffusera ses motifs de décision au début de 1984.

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

En août, l'Office a publié ses motifs de décision sur une requête présentée par la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick pour la vente de 25 mégawatts de puissance électrique produite par la centrale nucléaire de Pointe Lepreau à certains services publics de la Nouvelle-Angleterre en vertu de licences existantes ainsi que pour la modification de trois ententes existantes concernant la vente de 205 mégawatts.

La requête a fait l'objet d'une audience publique qui a été tenue à Fredericton (Nouveau-Brunswick) en juillet 1983.

Les principaux éléments de la décision de l'Office sont les suivants:

- l'Office a approuvé l'entente concernant la vente de 25 mégawatts à la Commonwealth Electric Company;
- l'Office a approuvé des modifications aux trois ententes de participation proportionnelle de la Pointe Lepreau avec la Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company, avec la Boston Edison Company avec l'Eastern Main Electric Cooperative Incorporated; et
- l'Office a modifié deux licences existantes d'exportation afin de prolonger leur durée d'une année jusqu'au 31 octobre 1991.

1 L'Office a approuvé par la suite la prorogation, jusqu'au 31 janvier 1985 de la plupart des licences.

DROITS ET TARIFS

TransCanada PipeLines Limited

Par suite d'une audience publique tenue en mai et en juin, l'Office a publié en juillet sa décision au sujet d'une requête présentée par la TransCanada PipeLines Limited en vue d'accroître les taux qu'elle facture pour le transport du gaz naturel dans son réseau depuis la Saskatchewan jusqu'au Québec, à compter du 1er août 1983.

Les nouveaux droits exigés par la TransCanada, pour le transport du gaz naturel jusque dans l'est du Canada, sont passés à 93,7 cents le gigajoule au 1er août 1983, soit une augmentation de 5,5 pour cent. Ailleurs, l'augmentation était de l'ordre de 3 à 4 pour cent.

Les nouveaux droits reflètent un taux de rendement de 14 pour cent calculé sur une base des taux de 2,6 milliards de dollars. Ce chiffre se compare avec le taux de rendement de 13,88 pour cent, précédemment autorisé, sur une base des taux de 2,4 milliards de dollars. Le taux de rendement approuvé reflétait le coût inhérent de la dette de 14,36 pour cent, taux plus élevé que les 13,65 pour cent précédemment autorisés. Ce coût élevé a été partiellement compensé par le faible taux de rendement sur les avoirs ordinaires.

L'Office a autorisé la TransCanada à réaliser un taux de rendement de 15 pour cent sur les actions au lieu des 16,5 pour cent précédemment demandés et des 16 pour cent accordés. Cette réduction reflétait la baisse des taux d'intérêt et du taux de l'inflation.

L'Office a également décidé de maintenir le rapport des avoirs ordinaires au niveau actuel de 28 pour cent au lieu des 30 pour cent demandés.

La TransCanada a demandé de recouvrer un montant de 8,4 millions de dollars en recettes provenant de ses ventes qu'elle aurait reçues si le gouverneur en conseil avait prescrit les prix le 1er août 1982 au lieu du 1er septembre 1982. L'Office a rejeté la demande parce qu'elle aurait constitué un établissement de taux avec effet de rétroactivité.

La TransCanada a entrepris, à l'appui du programme gouvernemental de restrictions à 6 et 5 pour cent, de limiter à 6 pour cent en 1983 et à 5 pour cent en 1984 les augmentations de salaires. Les augmentations au mérite respectaient, elles aussi, les lignes directrices du gouvernement. En outre, la TransCanada a demandé que soit différé le recouvrement de certains coûts attribués à ses installations du raccourci de North Bay pour limiter l'augmentation de ses droits.

L'Office a accepté le report proposé par la TransCanada et a autorisé un report de 45,6 millions de dollars. Ce report ainsi que les décisions de l'Office sur d'autres questions relatives au coût du service, a eu pour effet de limiter aux 5,5 pour cent déjà mentionnés l'augmentation du coût de transport de l'Alberta jusque dans l'Est du Canada, à compter du 1er août 1983. Ce report augmentera les droits que pourra exiger la société à l'avenir.

De plus, l'Office a considéré la question du zonage approprié des points de livraison situés sur les installations du raccourci de North Bay, propriété de la TransCanada et il a inclus Mattawa et Haley Station dans la zone tarifaire de l'Est.

Westcoast Transmission Company Limited

En août, l'Office a publié ses motifs de décision sur les droits que peut exiger la Westcoast Transmission Company Limited pour le transport du gaz naturel en Colombie-Britannique. L'Office a tenu une audience publique en avril et en mai pour examiner une requête de la Westcoast en vue d'obtenir, entre autres, l'augmentation de son taux de rendement sur la base des taux. En même temps, l'Office a examiné des questions relatives au budget d'exploitation et d'entretien de la Westcoast et aux droits relatifs au coût du service.

Dans sa décision, l'Office a réduit d'environ 35 millions de dollars le coût du service estimé par la Westcoast pour 1983, le ramenant ainsi à 279 millions de dollars, ce qui représente une baisse de 3,5 pour cent par rapport au coût réel du service pour 1982.

Cette réduction était surtout due à la décision de l'Office de faire passer la Westcoast de la méthode de l'impôt normalisé, pour calculer ses impôts sur le revenu, à celle de l'impôt exigible[1]. Elle était aussi attribuable à la décision, à titre provisoire, de transférer les dépenses en capital du programme de remplacement du gazoduc de Grizzly Valley, actuellement en litige, dans un compte de report, et à la décision de maintenir dans la base des taux les coûts associés au gazoduc initialement prévu.

L'Office a approuvé un taux de rendement de 14,75 pour cent sur les avoirs ordinaires, ce qui représente une réduction par rapport aux 15 pour cent approuvés lors de la décision de 1980. Cependant, par suite des augmentations du coût du service de la dette à long terme de la Westcoast, le taux de rendement

1 En vertu de la méthode de l'impôt exigible, l'Office approuve des droits qui constituent une provision pour impôts sur le revenu fondée sur les impôts réels payables, plutôt que sur une provision fondée sur le revenu comptable.

sur la base des taux après impôts sur le revenu a été porté de 11,51 à 12,05 pour cent. L'élément «avoirs communs» de la structure du capital demeure inchangé à 35 pour cent.

L'Office a approuvé, en tant qu'élément du coût du service, un budget de dépenses d'exploitation et d'entretien de 64,7 millions de dollars pour la Westcoast. Cette somme représente 5,7 pour cent de plus que les dépenses réelles engagées par la Westcoast en 1982 pour l'exploitation et l'entretien.

La Westcoast est actuellement réglementée en fonction d'un coût de service à droits variables, en vertu duquel elle facture à ses clients les coûts qu'elle engage réellement, jusqu'à concurrence d'un montant déjà approuvé par l'Office. L'Office prévoit de tenir, au printemps de 1984, une audience pour examiner s'il faut continuer à réglementer la Westcoast en fonction de cette méthode, ou s'il faut adopter une méthode fondée sur des droits fixes. Dans ce dernier cas, l'Office approuverait à l'avance les droits de la Westcoast et ces droits ne changeraient pas par suite de variation dans le coût réel du service de la société.

Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM)

En juin, l'Office a publié ses motifs de décision au sujet d'une requête présentée par la Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. en vue de l'obtention d'ordonnances établissant les droits exigibles pour le transport du gaz naturel dans son gazoduc qui va des environs de Montréal jusqu'à Québec.

Cette décision a été rendue après quatre mois d'audiences publiques tenues de décembre 1982 à mars 1983: il s'agissait des premières audiences tenues sur la réglementation des droits de ce nouveau réseau de gazoduc au Québec. L'Office a autorisé la TQM à facturer des droits pour un total de 6,3 millions de dollars par mois, à compter du 1er juillet 1983. Il a approuvé un coût total du service de 37,8 millions de dollars pour le gazoduc de la TQM et un taux de rendement de 12,9 pour cent sur une base des taux de 391,4 millions de dollars pour la période d'essai de six mois, du 1er juillet au 31 décembre 1983.

Les audiences ont porté sur une vaste gamme de questions relatives aux droits, y compris la méthode de réglementation, la forme et le contenu du tarif du transport, la base des taux, le taux de rendement sur la base des taux, la méthode de calcul de l'impôt sur le revenu et le nivellement du tarif.

Les décisions principales contenues dans le rapport de l'Office sont les suivantes:

- L'Office s'est prononcé en faveur d'une méthode de réglementation fondée sur des droits fixes et non pas sur un coût de service à droits variables, ce qui aurait autorisé la société à rajuster ses frais sur une base mensuelle. Les droits fixes sont conçus pour une période future.

- L'Office a constaté que des méthodes particulières de nivellement du tarif à la longue ne se justifiaient pas, parce que le tarif initial éventuellement élevé avait été réduit par suite de divers facteurs, notamment la réduction de l'ampleur du projet initial de la TQM.

- L'Office a approuvé des droits fixes mensuels, à compter du 1er juillet 1983, qui équivalent à 1/6e du coût total du service pour une période de six mois. Les frais exigibles de la TransCanada PipeLines Limited devaient, sur approbation de l'Office, être inclus dans le coût du service de la TransCanada en tant qu'élément du «transport par des tiers». Ainsi, les droits de la TQM font partie intégrante des droits payés par les clients de la TransCanada.

- L'Office a autorisé une base des taux de 391,4 millions de dollars, réduisant ainsi de 43,9 millions de dollars les coûts estimés par la TQM.

- L'Office a autorisé un taux de rendement de 12,9 pour cent sur la base des taux. Ce pourcentage était fondé sur une structure du capital composée à 75 pour cent de la dette et à 25 pour cent des avoirs ordinaires, un coût de la dette de 12 pour cent et un taux de rendement de 15,6 pour cent sur les avoirs ordinaires.

- L'Office a décidé que la provision pour impôts sur le revenu à inclure dans les droits de la TQM, devrait être calculée en fonction de l'impôt exigible au lieu d'être calculée sur une base normalisée comme le proposait la société pipelinière. L'utilisation de la méthode de l'impôt exigible a entraîné l'élimination d'une provision de 7,2 millions de dollars pour impôt sur le revenu au cours de la période d'essai.

- Le coût du service de 37,8 millions de dollars autorisé pour la période d'essai de six mois à compter du 1er juillet 1983 comprenait les éléments suivants:

Exploitation et entretien	4,6 millions de dollars
Dépréciation et amortissement	6,8 millions de dollars
Impôts autres que sur le revenu	1,4 millions de dollars
Rendement sur la base des taux	25,2 millions de dollars

L'Office a accepté les montants requis pour les salaires et traitements; ces montants étaient conformes au programme de restrictions du gouvernement fédéral à 6 et 5 pour cent.

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.

En mars, l'Office a délivré une ordonnance établissant les droits que pourrait exiger la Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. pour le transport de pétrole brut à compter du 1er avril 1983. La Trans Mountain possède et exploite un réseau d'oléoducs qui s'étend d'Edmonton (Alberta) jusqu'à Burnaby (Colombie-Britannique).

Dans sa requête datée du 3 novembre 1982, la Trans Mountain a demandé à l'Office d'approuver un coût du service de 39,6 millions de dollars pour 1983, soit une augmentation d'environ 10 pour cent par rapport au coût du service précédemment autorisé. L'Office a autorisé un coût du service de 34,7 millions de dollars, soit 12 pour cent de moins que le coût du service demandé ou 4 pour cent de moins que le coût du service de 36,1 millions de dollars précédemment autorisé.

Les débits de la société ont diminué sensiblement depuis 1981. Ils ont chuté de 26 000 mètres cubes par jour au début de 1982 à un niveau prévu de 19 400 mètres cubes par jour à la fin de cette année. En conséquence, les droits découlant du coût du service autorisé par l'Office, exprimés en dollars par mètre cube, ont augmenté par rapport à ceux qui avaient été précédemment approuvés.

Une audience publique sur les droits exigés par la Trans Mountain a été tenue à Vancouver (C.-B.) du 14 au 27 janvier 1983. Les motifs de décision de l'Office ont été publiés en mars.

L'Office a autorisé un taux de rendement de 14,38 pour cent, après impôt, sur une base des taux de 30,57 millions de dollars. L'Office a estimé une structure du capital composée à 45 pour cent de la dette et à 55 pour cent d'avoirs propres et il a autorisé un coût de la dette de 13 pour cent ainsi qu'un taux de rendement sur les avoirs propres de 15,5 pour cent.

Pour déterminer les droits approuvés, l'Office a considéré les éléments de la requête à la lumière des lignes directrices du gouvernement en matière de restriction des prix.

AUDIENCES D'ENQUÊTES

Enquêtes sur le mazout lourd

En mai, l'Office a terminé une enquête publique sur les licences délivrées pour les importations de mazout lourd dans l'est du Canada ainsi que pour les exportations de mazout lourd à partir de cette même région.

En juin, l'Office a publié son rapport dont voici les conclusions:

- il est impossible d'en arriver à l'équilibre continu entre la production canadienne de mazout lourd et la demande sans les rajustements apportés par les exportations et les importations de ce produit;
- il est plus rentable d'exporter les excédents de l'Ontario aux États-Unis, où des marchés ont déjà été établis, que de transporter le produit jusqu'aux provinces de l'Atlantique, même si un régime de subvention au transport était mis en place;
- l'élimination des importations de mazout lourd dans l'est du Canada ne résoudrait pas nécessairement par elle-même les difficultés qui gênent la pénétration du gaz naturel sur le marché industriel au Québec;
- l'option importation établit une concurrence essentielle au niveau des prix pour les commercialisateurs indépendants et pour les consommateurs dans les régions où le gaz naturel ne constitue pas une source d'énergie de rechange.
- les déséquilibres de l'offre se poursuivront vraisemblablement en 1983 et en 1984 en raison de la rationalisation du raffinage et on devra tenir compte des fluctuations de l'offre du mazout lourd.

Enquête sur la Commission d'énergie du Nord canadien (CENC)

En janvier, l'honorable John Munro, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien a demandé à son collègue le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources de demander à l'Office de le conseiller sur un certain nombre d'aspects de l'exploitation de la Commission d'énergie du Nord canadien. Ces aspects comprenaient le coût de service, la conception des taux, les principes généraux d'établissement des taux et la réglementation de la CENC.

La CENC, société de la couronne et propriété du gouvernement fédéral, produit, transporte et distribue de l'électricité provenant de centrales hydro-électriques et diesel au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. L'Office a tenu une série d'audiences publiques en juin et en juillet dans neuf collectivités des deux Territoires et il a publié son rapport en octobre.

Les principales recommandations de l'Office étaient les suivantes:

- la réglementation de la CENC, y compris l'approbation des taux et des certificats de commodité et de nécessité publiques pour d'importantes

additions de capital, devrait être affectée à un seul organisme fédéral;

- l'organisme fédéral de réglementation proposé devrait établir les taux à la suite d'audiences sur les taux avec possibilité de participation par toutes les parties touchées;
- afin de surmonter le problème existant des structures incohérentes de taux et pour améliorer l'efficience du processus de réglementation, «un organisme de réglementation nommé par le gouvernement fédéral devrait obtenir autorité complète et définitive pour établir les besoins annuels de recettes de la CENC pendant une période donnée et pour déterminer les taux basés sur les coûts associés à cette dernière»;
- les besoins de recettes de la CENC devraient être établis au moyen de la méthode base des taux/taux de rendement;
- les taux de la CENC devraient être fondés sur les coûts réels de fourniture d'électricité à ses clients dans le Nord, avec création de deux zones distinctes de taux dans les régions approvisionnées à partir de centrales hydro-électriques et diesel;
- la CENC devrait pouvoir fonctionner comme un service public normal en vertu des pratiques courantes d'affaires, et toute subvention des taux d'énergie électrique provenant du gouvernement fédéral devrait être indépendante de l'exploitation de la CENC;
- la CENC devrait continuer à fonctionner comme entité unique, propriété du gouvernement fédéral et son siège social devrait rester à Edmonton;
- certaines dettes existantes détenues par le gouvernement fédéral devraient être converties en avoirs;
- les dettes qui existent en raison de pertes antérieures et les prêts en souffrance encourus à l'égard des actifs qui ne sont plus utilisés devraient être remis.

L'Office a recommandé que toutes les modifications proposées dans son rapport entrent en vigueur le 1er avril 1985. Cette date a été choisie afin de prévoir une période suffisante pour accomplir toutes les étapes nécessaires à l'application d'un plan de réglementation des taux.

Enquête sur l'accident survenu à la station de comptage des achats Liebenthal

En décembre 1983, l'Office a tenu une audience publique à Leader (Saskatchewan) relative à un accident survenu à la station de comptage des achats Liebenthal, sur le réseau de la TransCanada PipeLines Limited en Saskatchewan, au cours duquel un employé de la TransCanada a perdu la vie et un autre a été blessé. L'Office doit publier ses motifs de décision au début de 1984.

AUDIENCES EN COURS, AJOURNÉES OU EN ATTENTE[1]

Projet pilote de l'Arctique

En février 1982, l'Office a commencé l'audience publique

1 Les plus récentes informations sur l'état des audiences en cours, y compris une annonce des prochaines mesures de réglementation, se trouvent dans l'état de réglementation de l'Office publié tous les trimestres, soit le 1er jour de mars, de juin, de septembre et de décembre.

FIGURE 1
PROJET DE GNL DE L'OUEST
DOME PETROLEUM LIMITED ET WESTCOAST TRANSMISSION COMPANY LIMITED

relative à une requête de la société Projet pilote de l'Arctique Inc. relative à la construction d'un gazoduc et d'une usine de liquéfaction dans l'île Melville dans l'Arctique, au transport du gaz naturel liquéfié (GNL) dans des méthaniers brise-glace vers un port de l'Est du Canada où ce gaz serait regazéifié et, enfin, l'exportation d'un volume de gaz équivalent aux États-Unis.

Vers la fin de juillet 1982, les promoteurs du Projet pilote de l'Arctique ont annoncé qu'ils étudiaient la possibilité de vendre le GNL à des marchés européens comme solution de rechange aux marchés des États-Unis. C'est pourquoi, la TransCanada PipeLines a demandé un ajournement indéfini de sa requête de construction du terminal regazéification dans l'est du Canada parce que l'exportation vers l'Europe en rendrait la construction inutile. L'Office a accordé cette requête et le 31 août 1982, a ajourné la totalité de l'audience.

En juin 1983, l'Office a demandé aux promoteurs du projet de présenter, au plus tard le 1er décembre 1983, leurs avis en

ce qui concerne la conduite future des audiences relatives au Projet pilote de l'Arctique et d'étudier en particulier si l'état actuel devrait être maintenu ou si les délibérations devraient être arrêtées. Dans leur réponse, les promoteurs ont fait valoir que l'état actuel des délibérations devrait être maintenu. L'Office étudiera ces avis, de même que tout autre, présentés par les parties intéressées.

Le projet de GNL de l'Ouest - la Dome Petroleum Limited et la Westcoast Transmission Company Limited

En février 1983, à la suite de la publication de la décision de l'Office relative à l'audience générale sur les exportations de gaz, la Dome Petroleum Limited a demandé un certificat de commodité et de nécessité publiques pour la construction et l'exploitation d'installations de liquéfaction du gaz naturel (GNL) pour exportation au Japon, en vertu de nouvelles licences d'exportation de la Dome. Les installations se trouveraient près de Grassy Point (Colombie-Britannique), à environ 28 kilomètres de Prince-Rupert.

En mai, la Westcoast Transmission Company Limited a déposé une requête en vue de l'obtention d'un certificat pour la construction et l'exploitation d'installations pipelinières en Alberta et en Colombie-Britannique pour le transport du gaz naturel produit dans ces provinces jusqu'aux installations de GNL proposées par la Dome.

L'Office a décidé de tenir son audience relative à la requête de la Dome en plusieurs phases.

La Phase I a commencé à Richmond (C.-B.) le 17 octobre 1983 et s'est poursuivie à Prince-Rupert (C.-B.) le 1er novembre. L'audience à Richmond a été tenue pour étudier la description des installations proposées, y compris la conception et la faisabilité technique de même que des considérations d'ingénierie et d'ordre séismique. Des questions environnementales, tant sur terre qu'au large des côtes, la sécurité publique et des considérations socio-économiques ont constitué le principal objet des discussions lors des délibérations à Prince-Rupert. L'audience s'est terminée à Ottawa le 30 novembre, après une étude du coût des installations et de la teneur canadienne.

Les autres questions relatives à la viabilité économique du projet et à un approvisionnement assuré de gaz seront étudiées au cours d'une ou de phases subséquentes de l'audience. De plus, l'Office s'attend à tenir une audience relative à la requête de la Westcoast en 1984.

Pipe Line Interprovincial Limitée - installations de propane

Le canton de Flamborough (Ontario) a demandé la révision d'une décision de l'Office permettant à l'Interprovincial de situer des installations de terminal de propane dans la région de Flamborough. L'Office a décidé de tenir une audience pour recevoir les mémoires des parties intéressées sur l'emplacement des installations.

L'audience a commencé à Burlington (Ontario) le 16 août 1983 et elle a été ajournée le 19 août jusqu'au 28 septembre 1983. Le 28 septembre, l'audience a repris à Flamborough, mais elle a été ajournée une fois de plus, cette fois jusqu'à une date qui sera annoncée plus tard. Ce deuxième ajournement faisait suite à des poursuites intentées par le canton de Flamborough, qui demandait l'autorisation de faire appel auprès de la Cour d'appel fédérale à la fois quant à la juridiction légale de l'Office sur deux aspects de la question à l'étude, et quant à une crainte raisonnable de partialité de la part d'un membre de l'Office participant à l'audience. Quoique la Cour ait accordé le droit d'appel, il ne devrait être entendu qu'en 1984.

Pipe Line Interprovincial Limitée - droits

En novembre, l'Office a terminé l'audience publique sur une requête déposée par le Pipe Line Interprovincial Limitée (PIL) en vue de l'obtention d'une ordonnance approuvant les droits et tarifs exigibles par la PIL pour le transport de pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides en 1984. La canalisation de la PIL va d'Edmonton à Montréal. L'Office publiera ses motifs de décision au début de 1984.

Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. - droits

Vers la fin d'août, la Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) a déposé une requête en vue de l'obtention d'ordonnances établissant les droits qu'elle exige pour le transport du gaz naturel dans la province de Québec, à compter du 1er janvier 1984.

La TQM a demandé une augmentation de ses droits totaux à 7,9 millions de dollars par mois par rapport au niveau actuel de 6,3 millions de dollars. La société cherchait à obtenir l'approbation d'un coût total de service, pour la période de 12 mois se terminant le 31 décembre 1984, de 94,8 millions de dollars, déterminé en partie par l'application d'un taux de rendement de 14,25 pour cent à une base des taux moyenne de 439,6 millions de dollars. Le taux demandé de rendement sur les avoirs était de 16,5 pour cent.

L'Office a décidé de la tenue d'une audience publique à compter du 11 janvier 1984.

En novembre, la TQM a demandé une augmentation provisoire de ses droits courants jusqu'au moment où l'Office disposera de sa requête. L'Office a délivré une ordonnance provisoire prolongeant les droits actuels jusqu'à ce que l'Office diffuse son ordonnance finale à la suite de l'audience de janvier.

Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) et Gaz Inter-Cité Québec Inc. - certificat relatif aux pipelines

Le 12 décembre 1983, l'Office a commencé l'audience des deux questions suivantes:[1]

(i) la modification souhaitable du certificat GC-65 en raison des circonstances qui se sont modifiées depuis la délivrance de ce certificat à la TQM;

(ii) une requête de Gaz Inter-Cité Québec Inc. en vue d'une révision d'une décision antérieure de l'Office de ne pas ordonner à la TransCanada PipeLines Limited de fournir la pression maximale d'exploitation à la station de comptage des ventes de Sabrevois, située au point d'interconnexion de la conduite principale de la TransCanada et de l'embranchement Sherbrooke (Québec), que doit construire Gaz Inter-Cité Québec Inc.

Hydro-Québec - certificat et licences d'exportation

En avril, Hydro-Québec a demandé un certificat de commodité et de nécessité publiques pour la construction d'une ligne de puissance internationale de courant direct de 450 kilovolts et quatre licences d'exportation d'électricité au New England Power Pool (NEPOOL) aux États-Unis.

La première licence serait pour la période de 1986 à 2004 et couvrirait l'exportation vers la Nouvelle-Angleterre d'électricité produite par NEPOOL, mais stockée dans le réseau d'Hydro-Québec. Les trois autres licences s'appliqueraient à l'exportation d'électricité par Hydro-Québec à des membres du NEPOOL pour des périodes de 16, 18 et 19 ans respectivement, entre 1986 et 2004.

L'Office a l'intention d'entendre la requête en 1984.

Westcoast Transmission Company Limited - méthode de réglementation des droits

L'Office tiendra une audience à Vancouver (Colombie-Britannique) en 1984, pour déterminer si les droits de la Westcoast Transmission Company Limited devraient toujours être réglementés au moyen d'une méthode de droits fixes. L'audience étudiera également d'autres questions touchant la méthode de réglementation des droits de la Westcoast.

British Columbia Hydro and Power Authority - licences d'exportation

La British Columbia Hydro and Power Authority a demandé, en décembre 1983, trois nouvelles licences d'exportation de puissance et d'énergie garanties et interruptibles vers l'Ouest des États-Unis pour une période de six ans, à compter du 1er octobre 1984. Les licences demandées remplaceraient des licences qui expireront le 30 septembre 1984. L'Office a l'intention d'entendre la requête en mars 1984.

1 Les motifs de décision de l'Office relatif à la deuxième question ont été publiés au début de 1984. L'étude de la première question a été reportée au 23 janvier 1984.

Revue générale du secteur énergétique

L'OFFRE ET LA DEMANDE

La récession de 1981-1982 a atteint son seuil le plus bas vers la fin de 1982 et en 1983 l'économie canadienne présentait une amélioration remarquable.

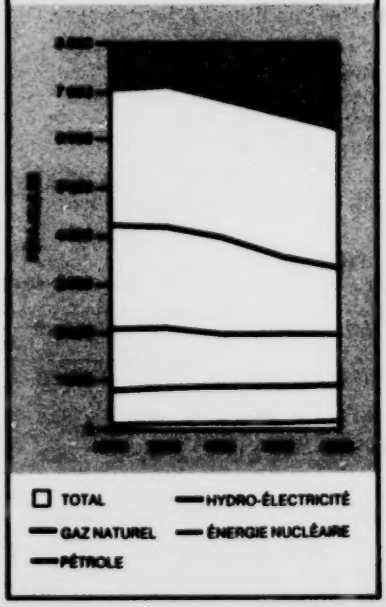
Une forte croissance des dépenses des consommateurs (particulièrement pour les automobiles et les biens ménagers durables) ainsi qu'un regain dans le domaine de l'habitation, encouragé par des taux d'intérêt plus bas, le ralentissement de l'inflation et une augmentation de la confiance du consommateur, représentaient les principaux facteurs qui ont permis à l'économie de se dégager de la récession.

Dans le secteur de l'énergie, la tendance à la baisse des prix mondiaux du pétrole en 1983 a continué, traduisant ainsi l'étendue de la stagnation qui a caractérisé les marchés mondiaux du pétrole depuis 1981. En 1983, les Canadiens payaient en moyenne 4 pour cent de moins pour le pétrole brut importé à Montréal qu'en 1982. Les prix du pétrole national ont augmenté le 1er janvier 1983 conformément aux dispositions des ententes conclues entre le gouvernement fédéral et les gouvernements des provinces productrices. L'augmentation, qui devait initialement entrer en vigueur le 1er juillet, a cependant été mise de côté en raison d'une modification à l'entente conclue entre le gouvernement fédéral et l'Alberta le 30 juin 1983. Le prix moyen du pétrole brut national à Montréal a augmenté d'environ 8 pour cent par rapport au prix de 1982, bien qu'il soit demeuré bien au-dessous du coût équivalent du pétrole brut importé à Montréal. Le prix de gros du gaz naturel au point de livraison à Toronto est demeuré à environ 65 pour cent du prix du pétrole brut au point de raffinerie à Toronto, comme le prévoyaient les ententes conclues par les gouvernements fédéral et provinciaux. En moyenne, le prix de gros du gaz naturel au point de livraison à Toronto a augmenté d'environ 8,5 pour cent par rapport à celui de 1982.

Quoique la demande en énergie ait commencé à s'améliorer dans le second trimestre de 1983, les données définitives pour l'ensemble de l'année souligneront vraisemblablement que l'utilisation totale d'énergie secondaire a diminué, sans toutefois atteindre le même niveau de diminution qu'en 1982. On s'attend que la consommation de gaz naturel diminue d'environ 3,2 pour cent, surtout en raison du temps exceptionnellement clément des premiers mois de l'année (tableau 2). La demande en produits pétroliers raffinés a diminué d'environ 8,7 pour cent en 1983, vu que le pétrole continue d'être remplacé par d'autres sources d'énergie. D'un autre côté, la demande en électricité devrait légèrement augmenter d'environ 2,7 pour cent en 1983 (tableau 14), l'augmentation des ventes provenant des programmes de commercialisation des services d'électricité et la reprise économique ayant compensé la baisse du premier trimestre.

FIGURE 2

LA CONSOMMATION CANADIENNE DE DIVERSES SOURCES D'ÉNERGIE



CONSOMMATION DE CERTAINS TYPES D'ÉNERGIE AU CANADA
Unité: pétajoules — **Tableau 2**

	1979	1980	1981	1982[b]	1983[e]
PÉTROLE*	4 174,6	4 164,9	3 902,3	3 520,3	3 215,1
GAZ NATUREL	2 005,1	2 010,1	1 966,5	1 997,9	1 933,3
HYDRO-ÉLECTRICITÉ	775,6	813,1	833,4	812,6	818,3
ÉLECTRICITÉ NUCLÉAIRE	119,8	129,1	136,1	130,2	169,2
TOTAL	**7 075,1**	**7 117,2**	**6 838,3**	**6 461,0**	**6 135,9**

(p) préliminaires
(e) estimations

*Comprend les GPL.

*Les données sur la consommation du pétrole comprennent les utilisations non-énergétiques.

*Données fondées sur la publication mensuelle 45-004 de Statistique Canada. Ces statistiques sont établies sur une base différente de celle de la publication trimestrielle 57-003 qui sert à la préparation des prévisions pour les rapports en matière d'offre et de demande de l'Office.

De même qu'au cours des années précédentes, la production de pétrole brut classique était inférieure en 1983 à la capacité de production; dans l'Ouest canadien, 5 pour cent du potentiel de production en moyenne demeurait inutilisé. En 1982 cette proportion représentait 6 pour cent. La diminution de la capacité de production inutilisée découlait d'une décision de l'Office d'autoriser certaines exportations à court terme de pétrole brut léger et de délivrer des licences annuelles d'exportation du pétrole brut lourd.

La production totale au Canada de pétrole brut et d'hydrocarbures équivalents, comme des condensats, a atteint en moyenne 230 229 mètres cubes par jour en 1983, soit une augmentation de 5,8 pour cent par rapport au niveau de 1982.

La production de pétrole brut synthétique atteignait en moyenne 25 364 mètres cubes par jour en 1983, soit une augmentation de 33 pour cent par rapport au niveau de 1982. Les usines de Suncor et de Syncrude en Alberta ont connu divers revers au cours de 1983, le plus grave étant un incendie dans une installation de pré-raffinage de l'usine de Suncor le 1er juillet, qui a causé l'arrêt du pré-raffinage dans cette usine pendant plus de deux mois. En raison de ces problèmes, 2 347 mètres cubes par jour de production synthétique ont été commercialisés comme brut synthétique à demi traité, tandis que la production de brut entièrement traité atteignait en moyenne 22 844 mètres cubes par jour. En incluant la production du pétrole à demi traité, Suncor a produit à 80 pour cent de sa capacité nominale, soit 9 500 mètres cubes par jour; cependant en incluant le pétrole entièrement traité, elle n'a produit que 59 pour cent de sa capacité nominale. En incluant le pétrole à demi traité, Syncrude a produit à 74 pour cent de sa capacié nominale, soit 24 000 mètres cubes par jour, et en ne considérant que le pétrole entièrement traité, à 72 pour cent de sa capacité nominale.

Les exportations directes de pétrole brut et d'hydrocarbures équivalents vers les raffineries étrangères atteignaient en moyenne 42 832 mètres cubes par jour en 1983; les exportations effectuées en vertu des ententes d'échange totalisaient 4 858 mètres cubes par jour, soit une diminution de 52 pour cent par rapport à 1982. Les exportations en vrac de produits pétroliers raffinés ont atteint un total de 15 462 mètres cubes par jour cette année, comparativement à 10 670 mètres cubes par jour il y a un an. Les exportations de carburant de soute d'aviation et de marine pour le transport international ont atteint une moyenne de 3 585 mètres cubes par jour au cours des quatre premiers mois de 1983.

Les exportations de gaz naturel vers les États-Unis ont totalisé 20 168,8 millions de mètres cubes ou 31,3 pour cent de la production commercialisable totale, soit une diminution de 9,1 pour cent comparativement au niveau de 1982. La diminution des quantités exportées résulte principalement de la concurrence croissante du gaz indigène des É.-U. Les recettes pour 1983 ont totalisé 3,94 milliards de dollars, soit une baisse de 18 pour cent par rapport à 1982.

À la fin de 1983, la capacité installée de production électrique nette du Canada était d'environ 83 300 mégawatts, soit une augmentation d'environ 7 pour cent par rapport à 1982. On estime à 355 000 gigawatts-heures, la consommation totale d'électricité au Canada en 1983, soit environ

FIGURE 3

IMPORTATIONS DE PÉTROLE, DE GAZ NATUREL ET D'ÉLECTRICITÉ

IMPORTATIONS DE PÉTROLE, DE GAZ NATUREL ET D'ÉLECTRICITÉ
Unité: pétajoules — **Tableau 3**

	1979	1980	1981	1982(p)	1983(e)
PÉTROLE	1 157,6	1 112,3	1 160,4	772,8	643,3
ÉLECTRICITÉ	18,9	31,0	15,8	30,1	33,5
GAZ NATUREL*	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1
TOTAL	**1 176,6**	**1 143,4**	**1 176,3**	**803,1**	**676,9**

(p) préliminaires (e) estimations
* Ces quantités ne sont pas assez élevées pour être portées sur le graphique.

3 pour cent de plus qu'en 1982. Le total des exportations d'énergie électrique en 1983 a été de 38 830 gigawatts-heures, soit une augmentation de 13,5 pour cent par rapport à l'année précédente.

LES TRAVAUX D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION

Les travaux d'exploration et d'exploitation au Canada ont augmenté en 1983 de 19 pour cent par rapport à l'année précédente. Environ 7 150 puits ont été forés en 1983 comparativement à 6 000 en 1982.

Les augmentations les plus remarquables des activités de forage ont eu lieu en Saskatchewan et au Manitoba et résultent principalement de l'exploitation et de l'exploration pétrolières. En Saskatchewan, 1 800 puits ont été forés comparativement à 808 l'année précédente, tandis que le nombre de forages au Manitoba passait de 190 à 250. L'Alberta a connu une très légère augmentation, soit de 4 750 puits en 1982, à 4 800. La Colombie-Britannique a été la seule province de l'Ouest où les travaux de forage ont diminué, soit de 108 puits en 1982 à 71 en 1983.

Au Canada, dans certaines régions du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest, dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, dans l'archipel Arctique et au large des côtes de l'Atlantique, 87 puits ont été forés contre 48 en 1982 et 21 en 1981. Cette augmentation par rapport aux deux années précédentes provient principalement des activités de forage en vue de la mise en valeur du champ pétrolifère de Norman Wells.

Le nombre d'installations de forage disponibles au Canada a augmenté légèrement, passant de 495 en 1982 à 510 en 1983. L'utilisation de ces installations de forage a cependant diminué, passant de 45 pour cent en 1982 à 37 pour cent en 1983.

Le nombre d'équipes géophysiques qui travaillaient au Canada a considérablement augmenté par rapport à l'année précédente, traduisant la recherche par l'industrie de nouveaux gisements pétroliers en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba.

On trouvera ci-dessous un compte rendu plus détaillé des travaux de forage importants entrepris au cours de l'année 1983. (Les emplacements sont indiqués sur la carte ci-jointe.)

Alberta

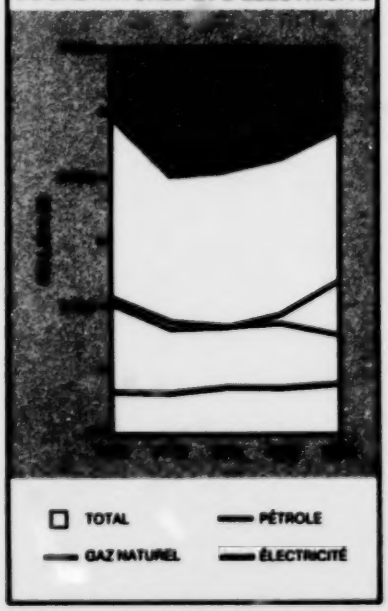
Les effets de la réduction des exportations du gaz et du prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) se sont traduits par une insistance soutenue de l'industrie à entreprendre des travaux d'exploration et d'exploitation pétrolières en 1983. L'accélération des travaux s'est concentrée généralement dans les régions dont la production de pétrole était connue. Dans ces régions, principalement dans le nord-ouest et le centre-ouest de l'Alberta (1 à 7), des petits gisements de pétrole éparpillés ont considérablement contribués à la production de la province.

Colombie-Britannique

Pour la deuxième année consécutive, les activités de forage en Colombie-Britannique ont considérablement diminué, par suite de la crise des marchés d'exportation du gaz. Dans la partie nord-ouest, où a lieu la majorité des activités d'exploration et d'exploitation, on a découvert du pétrole dans une zone qui, par le passé, présentait principalement la présence de gaz naturel (8). En 1983, plus de la moitié des puits forés dans cette

FIGURE 4

EXPORTATIONS DE PÉTROLE, DE GAZ NATUREL ET D'ÉLECTRICITÉ



EXPORTATIONS DE PÉTROLE, DE GAZ NATUREL ET D'ÉLECTRICITÉ
Unité: pétajoules — **Tableau 4**

	1979	1980	1981	1982(p)	1983(e)
GAZ NATUREL	1 089,7	863,1	823,6	850,1	770,6
PÉTROLE	1 002,0	810,3	826,2	935,1	1 172,8
ÉLECTRICITÉ	331,1	318,4	373,2	361,0	409,7
TOTAL	**2 422,8**	**1 991,8**	**2 023,0**	**2 148,2**	**2 353,1**

(p) préliminaires
(e) estimations

province l'ont été soit dans des gisements pétroliers établis, soit à proximité de ceux-ci (9).

Saskatchewan

Les modifications dans la réglementation fiscale et dans les redevances pétrolières proviciales, combinées avec une augmentation des prix du gaz naturel ont poussé l'activité de forage à son niveau le plus élevé en Saskatchewan au cours de 1983. Les travaux ont principalement porté sur l'exploitation des gisements de pétrole existants et sur les découvertes dans la zone très prometteuse de pétrole lourd dans le centre-ouest de la province (10). Dans le sud-est de la Saskatchewan (14), les activités de forage se sont concentrées sur l'exploitation des réserves peu profondes de gaz.

Manitoba

L'exploitation des réserves pétrolières dans la région de Waskada (12) s'est poursuivi; 250 puits ont été terminés en 1983, soit une augmentation de 30 pour cent par rapport à l'année précédente.

Yukon et Territoires du Nord-Ouest

Au cours de 1983, 63 puits ont été forés comparativement à 29 en 1982. La mise en valeur du champ pétrolifère de Norman Wells (13) dans le but d'un programme d'injection d'eau, a rendu possible le forage de 60 puits. Environ la moitié des puits prévus pour ce projet ont été forés jusqu'à présent.

Trois puits d'exploration forés ailleurs ont été abandonnés par la suite.

Delta du Mackenzie - mer de Beaufort

Au cours de 1983, les activités de forage ont été considérables dans la région du delta du Mackenzie - mer de Beaufort, autant sur terre qu'au large des côtes.

Dans la péninsule Tuk, Esso PEX Home et al a abandonné les puits Natagnak O-59 et Pikiolik G-21, étant donné qu'aucun hydrocarbure n'y a été trouvé. Les puits Esso PCI Home et al Nuna A-10 et Tuk M-09 étaient en cours de forage à la fin de l'année (14).

Au large des côtes, dans la mer de Beaufort, le puits Esso PEX Home et al Itiyok I-27 (15), situé à 12 km au sud-est du puits de pétrole et de gaz découvert en 1980 à Issungnak, a récupéré du pétrole et du gaz d'un certain nombre de minces couches de sable et ce puits a été classé comme une importante découverte de pétrole et de gaz naturel. À la fin de l'année, le puits Esso Home et al Kadluk O-07 (16), situé à 14 km au sud-est du puits Tarsiut découvert en 1980, était en cours de forage à partir d'une île à caisson (IC), soit une plate-forme de sable maintenue par un segment d'acier massif.

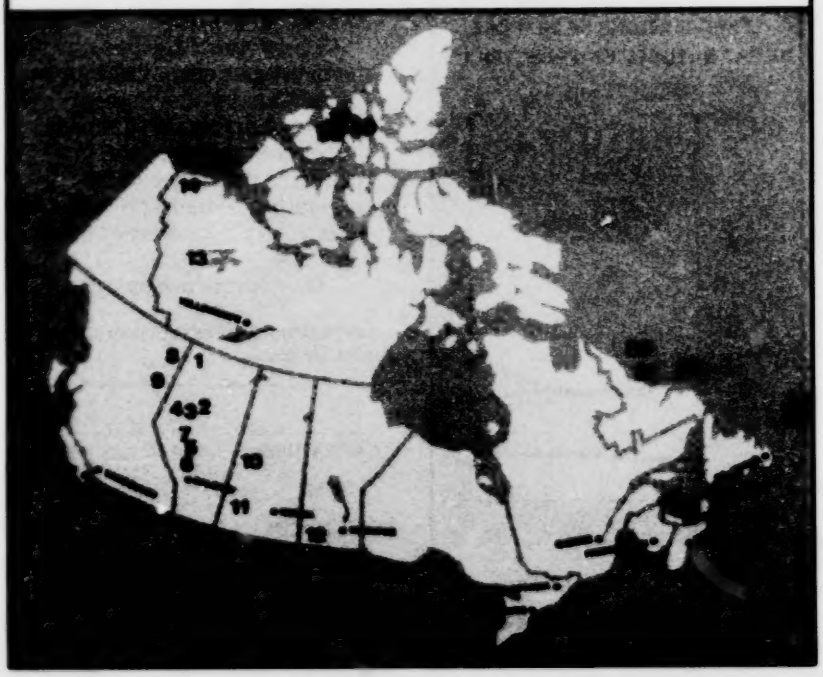
Le puits Dome Texaco et al Uviluk P-66 (17), situé à 21 km au nord-est du puits de gaz Ukalerk C-50 découvert en 1977, a été foré au moyen d'une unité de forage en un seul caisson d'acier (UFSCA), c'est-à-dire un pétrolier transformé, reposant sur une berme de sable construite au préalable. Les essais n'ont récupéré que de petites quantités de pétrole et le puits a été abandonné par la suite.

Le forage des puits Dome et al Siulik I-05, Havik B-41, Natiak O-44 et Arluk E-90 à partir des navires de forage, a été suspendu pour la saison de forage, en raison de l'état des glaces. Le forage reprendra probablement à ces endroits en 1984.

Le puits Gulf et al Pitsiulak A-05, le premier puits foré au

FIGURE 5

NOUVEAUX PUITS DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL



moyen de la nouvelle unité de forage conique (UFC) de Gulf, soit une unité conique flottante qui utilise des ancres pour le positionnement est situé à 16 km à l'ouest de Tarsiut. L'état des glaces ayant empiré, les travaux de forage ont du être arrêtés et suspendus pour la saison. Le forage a également été suspendu au puits Gulf et al Amauligak I-44 pour les mêmes raisons, tandis que le puits Gulf et al Kogyuk N-67 était en cours de forage à partir d'une UFSCA à la fin de l'année.

Archipel Arctique

Le puits Panarctic et al Cisco K-58 (18), foré à 5 km au nord du puits de découverte de pétrole et de gaz Cisco B-66 de 1981, a été abandonné après avoir produit du pétrole en quantités non commerciales.

On a classé le puits d'exploration Panarctic et al Cape MacMillan 2K-15 (19), situé à 40 km à l'est du gisement de gaz King Christian, comme étant une découverte importante de gaz naturel.

La Panarctic et al a abandonné le puits Grenadier A-26 (19) qui avait été foré à partir d'une plate-forme de glace renforcée, à environ 50 km au sud du gisement de gaz King Christian. Le puits Panarctic et al Marryatt K-71 (20), situé à environ 6 km au sud-est du gisement de gaz de la pointe Drake, a également été abandonné après qu'on en ait récupéré du gaz naturel à de faibles taux de débit.

Le puits Panarctic et al Sherard Bay F-34 (20), situé à 20 km au sud du gisement de gaz de la pointe Drake, était en cours de forage à la fin de l'année.

Au large de la côte Est

Le forage de délimitation sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse s'est poursuivi dans le gisement Venture (21), situé à 210 km au large de la Nouvelle-Écosse et à 16 km à l'est de l'île de Sable.

Le troisième puits de délimitation, Mobil et al Venture B-52, a permis l'évaluation du secteur sud-ouest de la structure. Plusieurs sables des réservoirs n'ont donné que de l'eau aux essais, indiquant les limites du gisement dans cette direction.

Le quatrième puits de délimitation à Venture, Mobil et al Venture H-22, situé sur la partie sud-est de la structure, était en cours de forage à la fin de l'année.

À proximité de Venture, dans des structures géologiques distinctes, on a foré quatre puits d'exploration, soit Mobil Texaco PEX Olympia A-12 et South Venture O-59, et Mobil et al Bluenose 2G-47 et Arcadia J-16. On y a observé en général de faibles débits de gaz et les caractéristiques des roches réservoirs ont été décevantes.

Ailleurs sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse, les puits Pétro-Canada et al West Esperanto B-78 (22) et Southwest Banquereau F-34 (23), Shell et al Shubenacadie H-100 (24), et Shell Petro-Canada et al Glenelg J-48 (25) ont été abandonnés, tandis que les puits Shell Petro-Canada et al Uniake G-72, Husky-Bow Valley et al Glooscap C-63, Shell PCI et al Alma F-67, et Home et al Louisbourg J-47 étaient en cours de forage à la fin de l'année.

Dans le golfe Saint-Laurent, le puits Irving-Chevron Texaco Cablehead E-95 (26) a été abandonné et le puits Petro-Canada St-Paul P-91 était en cours de forage à la fin de l'année (26), tandis que dans la baie de Fundy, le puits Irving-Chevron et al Cape Spencer #1 (27) était abandonné. Ce puits était le premier à être foré dans la baie de Fundy.

Mobil et ses associés ont poursuivi le forage de délimitation sur les grands bancs dans le gisement Hibernia (28), situé à 325 km à l'est de St John's (Terre-Neuve), où quatre puits ont été forés au cours de l'année. Jusqu'à présent, neuf puits ont été forés dans le gisement Hibernia.

Afin d'évaluer le côté ouest de la structure, le sixième puits de délimitation dans le champ Hibernia I-46, a été foré à 5,8 km du puits de découverte Hibernia P-15. Les taux de débit étaient décevants comparativement à ceux des puits antérieurs dans ce gisement.

Les travaux de forage du puits Hibernia J-34, effectués par la plate-forme Ocean Ranger qui a connu une fin tragique, ont repris par la suite. On a enregistré des débits de pétrole dans quatre des cinq zones d'essai et le puits a été classé comme étant un puits de pétrole et de gaz en suspension. À la fin de 1983, Hibernia B-27 a également été classé comme puits de pétrole et de gaz en suspension, après que les essais dans huit zones aient indiqué des taux de débit considérables. Le programme d'essai était en voie de se terminer à la fin de l'année au huitième puits de délimitation, Hibernia K-14.

Les résultats récents de ces forages soulignent la nature extrêmement complexe du gisement Hibernia. Des évaluations géologiques et géophysiques ultérieures devraient nous fournir une meilleure connaissance de cette accumulation.

En d'autres endroits sur les grands bancs, les puits Mobil et al North Dana I-43 (29) et Trave E-87 (29) et Petro-Canada Terra Nova K-08 (28), étaient en cours de forage à la fin de l'année, tandis que les puits Mobil et al Bonanza M-71 (29) et Rankin M-36 (28) étaient abandonnés.

Les résultats du forage sur le plateau continental du Labrador ont été peu encourageants en 1983. Trois puits ont été

FIGURE 6
ESTIMATION DES RÉSERVES ÉTABLIES DE PÉTROLE BRUT CLASSIQUE PROVENANT DE ZONES PRODUCTIVES CLASSIQUES

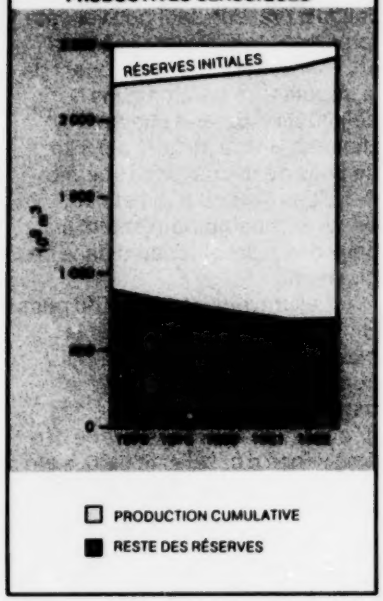
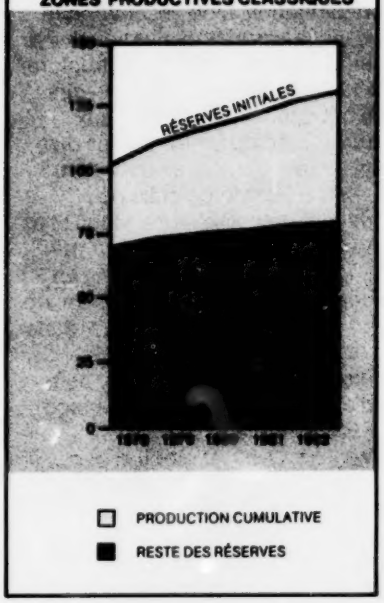


FIGURE 7
ESTIMATION DES RÉSERVES ÉTABLIES DE GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE PROVENANT DE ZONES PRODUCTIVES CLASSIQUES



ESTIMATION DES RÉSERVES ÉTABLIES DE GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE AU 31 DÉCEMBRE 1982 (EXAJOULES)

	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique	15,9	9,7
Alberta	109,6	69,3
Saskatchewan	2,8	1,7
Région du Sud du Yukon et T. N.-O.	0,6	0,4
Ontario et autres régions productrices de l'est du Canada	1,1	0,3
Total	**130,0**	**81,4**
Delta du Mackenzie	5,6	5,6
Archipel Arctique	12,0	12,0
Total du Canada	**147,6**	**99,0**

ESTIMATION DES RÉSERVES ÉTABLIES DE PÉTROLE BRUT CLASSIQUE AU 31 DÉCEMBRE 1982 (MILLIONS DE MÈTRES CUBES)

	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique	80,4	23,9
Alberta	1868,9	567,8
Saskatchewan	392,6	100,4
Manitoba	29,1	7,5
Territoires du Nord-Ouest	39,9	35,6
Ontario	9,8	0,6
Total du Canada	**2420,7**	**735,7***

Note: Le propane, les butanes et les pentanes ne sont pas inclus.

* L'arrondissement des chiffres peut être à l'origine d'une discordance au niveau du total.

abandonnés: Petro-Canada et al Pothurst P-19 (30), Corte Real P-85 (31), et Canterra et al South Hopedale L-39 (31). Le forage du puits Petro-Canada et al Pining E-16 (32) a été suspendu temporairement en raison de problèmes mécaniques.

LES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL

Selon l'Office, les réserves restantes établies de pétrole brut classique s'élevaient au 31 décembre 1982, à 735,7 millions de mètres cubes, soit 20,2 millions de mètres cubes de plus que les estimations du 31 décembre 1981[1]. Les réserves initiales établies le 31 décembre 1982 étaient estimées à 2 420,7 millions de mètres cubes, soit une augmentation de 84,6 millions de mètres cubes par rapport à l'évaluation finale de 2 336,1 millions de mètres cubes du 31 décembre 1981. En 1982, la production a été de 64,4 millions de mètres cubes.

Dans son rapport de juin 1981, l'Énergie au Canada - offre et demande 1980-2000, l'Office avait établi des réserves de 50 millions de mètres cubes au crédit du champ pétrolifère Hibernia à l'est des côtes de Terre-Neuve, en se fondant sur les résultats de trois puits de pétrole dont le forage a été couronné de succès dans ce gisement au moment de l'établissement des estimations. Neuf puits ont été forés jusqu'à présent. L'estimation de l'Office des réserves établies pour le gisement Hibernia ne changera pas, tant qu'il n'y aura pas d'autres renseignements définitifs. L'Office ne reconnaît à ce moment-ci aucune réserve établie de pétrole pour d'autres régions pionnières. La prévision de l'Office des réserves établies pourrait être fondée sur la mise à jour de l'offre et de la demande en matière d'énergie, actuellement en voie de réalisation.

Selon l'Office, au 31 décembre 1982, les réserves restantes établies de gaz naturel commercialisable dans les régions productrices classiques s'établissaient à 81,4 exajoules,

1 Les prévisions de fin de l'année de l'Office ne sont pas disponibles avant plusieurs mois l'année suivante.

soit 0,6 exajoules de plus que les prévisions au 31 décembre 1981. Au 31 décembre 1982, les réserves initiales établies étaient estimées à 130,0 exajoules, soit une augmentation de 3,4 exajoules par rapport aux prévisions finales du 31 décembre 1981 qui étaient de 126,6 exajoules. La production était en 1982 de 2,8 exajoules.

L'accroissement net des réserves établies initiales et marchandes de gaz naturel dans les régions productrices classiques a été de 3,4 exajoules en 1982, soit un accroissement de 2,9 exajoules en Alberta et de 0,5 exajoules en Colombie-Britannique.

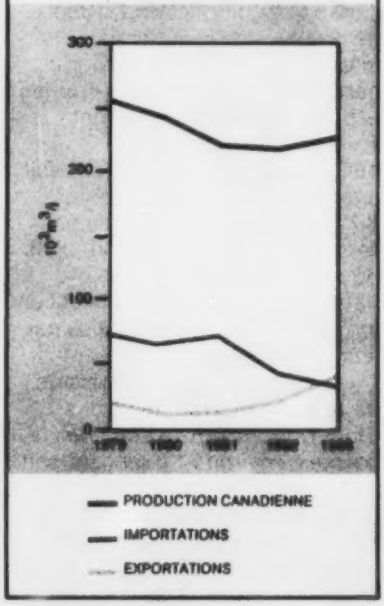
L'estimation des réserves de gaz naturel pour les régions pionnières est demeurée la même qu'au 31 décembre 1981, soit de 17,6 exajoules. En ce qui concerne les régions pionnières, l'Office ne reconnaît les réserves établies en ce moment-ci que pour la région du delta du Mackenzie et celle de l'archipel Arctique.

Revue des activités

LE PÉTROLE BRUT ET LES PRODUITS PÉTROLIERS

D'après les expériences de 1983, la chute importante de la demande mondiale de pétrole depuis 1979 ne représentait pas qu'un événement à court terme correspondant au niveau de l'activité économique; cette baisse avait des origines plus importantes qui ont entraîné un changement de structures et une diminution des attentes chez une industrie habituée depuis de nombreuses années à une croissance rapide. L'industrie internationale du pétrole a continué à diminuer ses opérations au cours de l'année qui se termine et rien n'indique que la reprise économique pourrait atteindre les niveaux d'activités antérieures. En réponse à une autre diminution de 2,5 pour cent de la demande, la production mondiale de pétrole à l'extérieur des pays à économie centralement planifiée[1] s'élevait en moyenne à 6,6 millions de mètres cubes par jour, ce qui était de 8,8 pour cent inférieur à 1982 et de 20 pour cent inférieur à l'année de pointe de 1979.

FIGURE 8
PRODUCTION, IMPORTATION, EXPORTATION DU PÉTROLE ET DES HYDROCARBURES ÉQUIVALENTS



Le choc du déclin de la demande de pétrole et la faiblesse consécutive des prix ont endommagé l'économie de certains pays producteurs. Le résultat des pertes des recettes provenant du pétrole a causé, pour plusieurs pays, des difficultés sérieuses de remboursement de la dette étrangère. Quoique la cohésion de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) était tendue, une entente conclue en mars 1983 sur la réduction de la structure tarifaire de l'OPEP ainsi qu'une modification de ses paliers de production maximaux, ont été suffisants pour empêcher l'effondrement général des prix. Pendant le reste de l'année, les marchés mondiaux du pétrole sont demeurés faibles suite à une baisse du volume du marché du pétrole et à une diminution importante des niveaux des stocks. Les prix au marché du pétrole disponible trahissaient de temps à autre une inconsistance, cependant, à l'inverse de l'expérience d'il y a à peine quelques années, les crises politiques dans les régions productrices, ou à proximité de celles-ci, n'ont pas provoqué de réactions exagérées sur les marchés du pétrole disponible. La réduction des déplacements transatlantiques est-ouest du pétrole a aggravé les problèmes déjà existants de la surcapacité dans l'industrie du transport maritime.

Plusieurs de ces faits saillants de la scène internationale du pétrole en 1983 se sont reflétés sur la situation du pétrole au Canada. Cette situation était particulièrement évidente dans le cas des importations de charges d'alimentation de pétrole brut, qui sont tombées à 12,8 millions de mètres cubes en 1983.

En 1983, le domaine pétrolier au Canada a continué d'être marqué par un déclin de la demande nationale de produits pétroliers raffinés. Cette faible demande de produits, ainsi que des fermetures de raffineries et des réductions importantes des stocks de pétrole brut et des produits, ont contribué à l'inutilisation d'environ 19 000 mètres cubes par jour de pétrole brut léger national produit au cours des cinq premiers mois de 1983. Les réductions des inventaires au cours des six premiers mois de l'année ont été effectuées en grande partie en prévision d'une diminution, le 1er juillet 1983, des redevances

1 Selon la définition de l'Agence internationale de l'énergie.

PRODUCTION, IMPORTATIONS ET EXPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT ET D'HYDROCARBURES ÉQUIVALENTS
Unité: $10^3m^3/d$ — **Tableau 8**

	1979	1980	1981	1982(p)	1983(e)
PRODUCTION CANADIENNE	256,497	244,612	220,110	217,707	230,229
IMPORTATIONS	76,146	69,629	71,403	43,751	33,818
EXPORTATIONS	24,972	14,834	15,798	24,818	42,832

(p) préliminaires
(e) estimations

d'indemnisation des produits pétroliers, laquelle ne s'est pas réalisée. Afin d'atténuer les effets de la non-utilisation de la production de pétrole brut léger national, l'Office a délivré des licences permettant l'exportation de 4 338 000 mètres cubes de pétrole brut léger, pendant les mois d'avril à décembre. La demande nationale de pétrole brut léger canadien s'est intensifiée par la suite et a dépassé l'approvisionnement disponible entre juin et décembre, nécessitant une répartition du pétrole brut léger national. Cette augmentation de la demande canadienne de pétrole brut léger national traduisait le réapprovisionnement des inventaires réduits et l'attrait économique du brut national par rapport au brut étranger de même qualité. La subvention continue des mouvements de pétrole brut léger canadien vers les raffineries de l'Atlantique a contribué à cette augmentation, ce qui a entraîné des livraisons moyennes d'environ 7 400 mètres cubes par jour pendant toute l'année dans la région de l'Atlantique, par l'entremise d'un transbordement à partir de Montréal ou d'échanges dans l'est du Canada. En dépit de l'inutilisation du pétrole brut léger national au cours des six premiers mois de 1983, les livraisons de pétrole brut national et d'hydrocarbures équivalents aux raffineries canadiennes se rapprochaient des niveaux de 1982, alors que les importations de pétrole brut chutaient de 22,5 pour cent.

La demande canadienne pour les principaux produits pétroliers (essence, distillats moyens, mazout lourd) a diminué de 7,2 pour cent par rapport aux niveaux de 1982, les régions de l'Atlantique et du Québec dominant cette tendance à la baisse. La demande pour le mazout lourd a chuté de 24,7 pour cent au cours de 1983, tandis que la demande d'essence pour moteur et de distillats moyens diminuait de 5,2 et de 2,6 pour cent respectivement.

La production de brut des raffineries canadiennes était inférieure de 4,7 pour cent en 1983 par rapport à l'année précédente, diminuant d'environ 11 500 mètres cubes par jour, passant à 232 100 mètres cubes par jour. La production des raffineries au Québec et dans les Maritimes passait d'une moyenne de 89 200 mètres cubes par jour en 1982 à environ 77 500 mètres cubes en 1983. Au cours de 1983, la production des raffineries à l'ouest du Québec se rapprochait des niveaux de 1982.

L'un des effets les plus importants de la diminution de la demande des produits pétroliers a été la fermeture de nombreuses raffineries. L'industrie canadienne de la raffinerie est en train de restructurer ses installations et méthodes de traitement, de manière à satisfaire la tendance évolutive.de la demande vers des produits légers et d'une baisse des niveaux de la demande. Ce processus de restructuration a entraîné la fermeture des usines non rentables et la rénovation d'autres usines.

L'Office continue d'offrir un aperçu mensuel de l'équilibre de l'offre et de la demande au Canada aux représentants de l'industrie et aux cadres des gouvernements fédéral et provinciaux.

Exportations et échanges

Les exportations de quantités excédentaires de pétrole brut lourd aux raffineurs dans la région du nord-ouest des États-Unis se sont poursuivies. Ces exportations s'élevaient en moyenne à un niveau record de 31 775 mètres cubes par jour, soit 43 pour cent de plus que le niveau atteint en 1982. Des excédents croissants et la possibilité des marchés d'exportation à absorber le pétrole canadien sont à l'origine de ces exportations élevées. L'établissement de prix concurrentiels du pétrole canadien, la continuation de l'octroi annuel de licences, introduit en 1982, et l'extension de la zone du marché en vue d'inclure les raffineries de l'État du Montana ont renforcé la demande du marché des États-Unis.

En avril 1983, l'Office a accordé des licences d'exportation pour une quantité importante de pétrole brut léger, particulièrement de catégorie acide qui n'intéresse pas autant la plupart des raffineurs canadiens (ces exportations devaient être en sus des petites exportations de pétrole brut léger disponible, auxquelles les raffineurs canadiens n'avaient pas facilement accès). Ce geste visait à aider les producteurs canadiens qui voyaient s'amincir leur marge d'autofinancement parce que la demande canadienne était trop faible pour requérir une pleine capacité de production. En dépit de la faiblesse du marché international et de la prévision générale d'une baisse des prix, les exportations du brut léger ont atteint un maximum de 16 328 mètres cubes par jour, soit une moyenne de 8 710 mètres cubes par jour pour l'année. En 1983 des exportations de pétrole brut synthétique partiellement traité atteignaient en moyenne 2 347 mètres cubes par jour.

La réduction des besoins de pétrole brut des raffineurs des États-Unis en 1983 a entraîné une baisse d'environ 71 pour cent, soit 2 674 mètres cubes par jour au niveau des exportations. Ces exportations s'effectuent en vertu d'ententes dites d'échanges du milieu du continent, selon

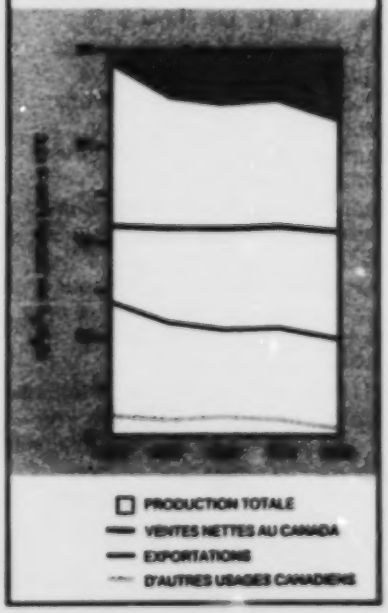
lesquelles du pétrole brut national est exporté de l'Ouest du Canada aux raffineurs des États-Unis et, en échange, du pétrole brut américain est retourné au Canada. Les échanges de l'Est du Canada nécessitant l'exportation de pétrole brut canadien aux raffineurs des États-Unis, en retour de quantités de pétrole étranger livré à l'Est du Canada, se sont poursuivis en 1983; les quantités exportées ont atteint 2 185 mètres cubes par jour.

Les exportations en vrac de produits pétroliers visées par des licences atteignaient 15 462 mètres cubes par jour, soit environ 45 pour cent de plus que la moyenne pour 1982. Les exportations de mazout lourd visées par des licences atteignaient en moyenne 3 153 mètres cubes par jour au cours de 1983.

Selon les détenteurs de licences, 3 585 mètres cubes par jour de carburants de soute marin et aviation ont été exportés aux termes de licences délivrées par l'Office au cours des quatre premiers mois de 1983. En conséquence du budget d'avril, le Règlement sur la Loi sur l'Office national de l'énergie (partie VI) a été modifié à compter du 1er mai 1983, afin d'éliminer la nécessité d'obtenir une licence d'exportation pour le carburant de soute marin et aviation utilisé pour le transport international. La redevance de recouvrement du carburant destiné au transport qui s'appliquait aux exportations de carburants de soute marin en vertu d'un programme géré par l'Office de même que l'échelle prescrite des prix établie par le gouverneur en conseil appliquée aux carburants de soute aviation servant aux vols internationaux ont toutes deux également été discontinuées à compter du 1er mai 1983, étant donné le rétrécissement de la marge entre le prix international du pétrole et le prix canadien.

FIGURE 9

PRODUCTION DE GAZ NATUREL



Le partage des recettes

L'Office a continué de gérer un programme visant la péréquation entre les provinces productrices des recettes provenant des redevances d'exportation de pétrole brut. En mai 1983, des négociations ont débuté afin de revoir les procédures de partage des recettes provenant des redevances, de manière à tenir compte avec précision du pourcentage de pétrole provenant des provinces productrices individuelles. Depuis le début du programme en novembre 1980, des recettes d'environ 769 millions de dollars provenant des redevances d'exportation de pétrole ont été redistribuées aux provinces productrices. Environ 144 millions de dollars ont été redistribués en 1983.

LE GAZ NATUREL ET SES PRODUITS DÉRIVÉS

La production et les ventes de gaz naturel, touchées par la récession économique et la concurrence des excédents de gaz américain qui ont réduit les exportations, ont légèrement baissé en 1983 par rapport aux niveaux de 1982. Les ventes de gaz naturel au Canada en 1983 ont chuté de 3 pour cent, et les exportations aux États-Unis ont diminué de 9,1 pour cent. La

PRODUCTION DE GAZ NATUREL*
Unité: $10^9 m^3$ à 101.325 kPa (abs.) et à 15°C

Tableau 9

	1979	1980	1981	1982(p)	1983(e)
VENTES NETTES AU CANADA	43,495	43,901	42,886	43,888	42,593
EXPORTATIONS	28,344	22,563	21,584	22,197	20,169
AUTRES USAGES CANADIENS**	3,865	2,581	3,635	3,439	1,743
PRODUCTION TOTALE* **	**75,704**	**69,045**	**68,105**	**69,524**	**64,505**

(p) préliminaires
(e) estimations

*Données fondées sur les publications mensuelles 55-002 et 26-006 de Statistique Canada. Ces statistiques sont établies sur une base différente de celle de la publication trimestrielle 57-003 qui sert à la préparation des prévisions pour les rapports en matière d'offre et de demande de l'Office.

**Comprend le combustible de la canalisation, les pertes et autres livraisons, moins les importations et les modifications aux stocks.

***Gaz de pipeline commercialisable.

production en Colombie-Britannique diminuait de 7,1 pour cent, tandis que celle de l'Alberta baissait de 4,7 pour cent par rapport aux niveaux de production de 1982.

Production et consommation de gaz naturel

En 1983, la production canadienne de gaz naturel commercialisable a diminué de 5 019,0 millions de mètres cubes par rapport aux niveaux de 1982, soit une diminution de 7,2 pour cent. En 1983, les ventes nettes de gaz naturel au Canada ont diminué de 1 295 millions de mètres cubes, ce qui représente une diminution de 3 pour cent. La consommation de gaz dans le secteur résidentiel a baissé de 10,2 pour cent, tandis que le secteur commercial a accusé une baisse de 7,1 pour cent. Quant au secteur industriel, qui représente environ 52,3 pour cent des ventes totales nettes au Canada, il a accusé une hausse de 3,1 pour cent qui reflète le redressement de l'économie. En 1983, la ville de Québec a commencé à être approvisionnée en gaz naturel de l'Ouest canadien après l'achèvement des installations de la Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc..

Fixation des prix du gaz naturel au Canada

La Loi sur l'administration de l'énergie (LAÉ), anciennement Loi sur l'administration du pétrole, confie à l'Office la responsabilité de l'administration de l'établissement des prix du gaz naturel au Canada. La partie III de la LAÉ confère au gouvernement le pouvoir d'assurer l'uniformité des prix, sans compter les frais de transport et de service du gaz naturel vendu au Canada, mais hors de la province d'origine. La LAÉ met à la disposition du gouvernement un mécanisme qui lui permet d'atteindre un équilibre raisonnable entre le prix du gaz naturel et celui des combustibles de remplacement vendus au Canada. De plus, la Loi contribue à l'équilibre entre les intérêts des consommateurs et des producteurs au Canada, tout en encourageant la découverte, la mise en valeur et la production du gaz naturel.

En vertu de l'article 50 de la Loi, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources peut conclure, avec le gouvernement d'une province productrice, un accord établissant les prix du gaz naturel produit dans la province et destiné à la vente à l'extérieur de cette province. Le 1er septembre 1981, une nouvelle entente d'établissement des prix a été conclue par le gouvernement fédéral et celui de l'Alberta et elle est entrée en vigueur le 1er novembre 1981. L'entente prévoyait, pour les prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta, des augmentations de 23,3 cents par gigajoule tous les six mois jusqu'au 31 janvier 1987. En 1983, le prix à la frontière de l'Alberta a été fixé à 240,1 cents le gigajoule et à 263,4 cents le gigajoule à compter des 1er février et 1er août, respectivement. Le 30 juin 1983, a été signée une modification à l'entente de septembre 1981. En vertu de cette modification, les augmentations semestrielles du prix du gaz à la frontière albertaine pour la période s'étendant du 1er août 1983 au 31 janvier 1985 seraient calculées sur la base du maintien, à 65 pour cent du rapport, entre le prix du gaz et celui du pétrole canadien livré à Toronto. L'établissement du prix du gaz à la frontière albertaine en vue de maintenir à 65 pour cent le rapport entre les prix du gaz et du pétrole ne prendrait effet qu'après réduction à zéro de la Taxe sur le gaz naturel et sur les liquides de gaz naturel et une fois que les augmentations cumulatives appliquées, au cours de la période en question, aux droits de transport du gaz jusqu'à la zone de l'Est pour le pipeline de la TransCanada auront été maintenues à 5 pour cent par rapport aux niveaux du 1er février 1983.

La taxe appliquée au gaz commercialisable acheminé par pipeline, en vertu du Règlement sur la taxe sur le gaz naturel et sur les liquides de gaz naturel a été ramenée, le 1er février 1983, de 63 cents par gigajoule à 45 cents par gigajoule et à 15 cents par gigajoule le 1er août 1983. La redevance spéciale de canadianisation sur le gaz naturel de 14 cents par gigajoule, autorisée en vertu de la partie III.2 de la LAÉ, est demeurée inchangée au cours de l'année.

Exportations de gaz naturel

En 1983, les pressions sur les exportations de gaz canadien aux États-Unis se sont encore aggravées par rapport à l'année précédente. Elles résultaient non seulement d'une chute de la demande totale américaine de gaz, mais aussi d'une sévère compétition, en matière de prix, enregistrée sur les marchés américains en ce qui concerne le mazout résiduel et les approvisionnements américains en gaz. En raison de ces facteurs, la quantité de gaz canadien exporté n'a atteint que 43 pour cent du volume total autorisé pour la période s'étendant du 1er novembre 1982 au 31 octobre 1983. Les exportations de gaz naturel aux États-Unis en 1983 ont totalisé 20 168,8 millions de mètres cubes, soit environ 9,1 pour cent de moins que les exportations réalisées au cours de l'année précédente.

En réponse à la chute des prix mondiaux du pétrole et à la

compétitivité croissante des prix américains, le gouvernement a, le 11 avril 1983, ramené de 4,60 $ US le gigajoule à 4,10 $ US le gigajoule le prix d'exportation du gaz. Le 6 juillet 1983, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a annoncé l'introduction d'un Régime de tarifs d'incitation en fonction du volume pour les exportations de gaz naturel aux États-Unis. Ce régime sera en vigueur pendant deux ans jusqu'au 31 octobre 1984. Au cours de la première année, les exportateurs canadiens seront en mesure de vendre du gaz, jusqu'à une quantité dépassant la quantité de base établie à un prix incitatif de 3,17 $ US le gigajoule. La quantité de base était égale à 50 pour cent du niveau annuel autorisé en vertu de la licence, dans la plupart des cas. Une modification au Régime a été annoncée le 1er novembre 1983: les exportateurs seraient alors autorisés à vendre au prix incitatif une partie du gaz exporté chaque mois.

En 1983, par suite de la chute de la demande de gaz aux États-Unis et par suite de la nécessité d'abaisser le prix d'exportation canadien compte tenu de la compétitivité des prix énergétiques américains, les recettes tirées des exportations de gaz naturel canadien ont baissé de 18 pour cent, s'établissant à 3,94 milliards de dollars.

Éthane et éthylène

Les exportations nettes d'éthane aux États-Unis ont totalisé 2,8 millions de mètres cubes en 1983, tandis qu'aucune exportation nette d'éthylène n'a été enregistrée cette année-là. Au cours de l'année, aucune nouvelle licence ni ordonnance n'a été délivrée par l'Office pour l'exportation d'éthane et d'éthylène. Le 22 décembre 1983, l'Office a délivré une ordonnance à court terme autorisant la Dome Petroleum Limited à importer 160 000 mètres cubes d'éthane à Sarnia (Ontario) jusqu'au 31 mars 1984.

Contrôle des exportations de propane et de butanes

En 1983, l'Office a autorisé des exportations de propane et de butanes (GPL) en vertu de licences et d'ordonnances, et a fixé les prix minimaux d'exportation, F.A.B. Alberta, pour les butanes. Les prix d'exportation minimaux des GPL, normalement fixés chaque mois par l'Office variaient de 10,5 cents le litre à 12,5 cents le litre, F.A.B. Alberta, pour le propane et de 15,5 cents le litre à 17,5 cents le litre, F.A.B. Alberta, pour les butanes. L'Office a estimé qu'en 1983, la production canadienne nette totale serait de 6,6 millions de mètres cubes de propane et de 3,9 millions de mètres cubes de butanes.

Les besoins canadiens en propane ont été estimés à 3,8 millions de mètres cubes, soit 31 pour cent de plus que pour l'année de répartition 1982-1983, tandis que les besoins canadiens en butanes ont été estimés à 1,6 million de mètres cubes, soit environ 50 pour cent de plus que pour la précédente année de répartition. Dans son calcul de l'approvisionnement intérieur en propane, l'Office a inclus 538 000 mètres cubes de propane canadien restant après l'inventaire du 31 mars 1983.

Le pourcentage d'exportation de la production canadienne de propane a été de 45 pour cent au commencement de l'année de répartition 1983-1984, et il s'est abaissé à 42,5 pour cent en août 1983, avec effet rétroactif au 1er avril 1983. La diminution de la part des exportations dans la production de propane a été rendue nécessaire par une augmentation des ventes canadiennes au détail et par l'utilisation accrue du propane comme charge d'alimentation pétrochimique. La part des exportations dans la production de butanes s'est maintenue à 70 pour cent pour la période s'étendant du 1er avril 1983 au 30 septembre 1983, date de la suppression du pourcentage d'exportation, ce qui a permis aux exportateurs d'exporter des butanes sans aucune restriction quantitative pour le reste de l'année 1983-1984 de répartition des exportations. Malgré ce relâchement des contrôles, les exportations de butanes nécessitent toujours l'autorisation de l'Office aux fins de surveillance, et elles continuent d'être assujetties au prix d'exportation minimal établi par l'Office de temps en temps. Ce changement au programme résultait de la décision de l'Office selon lequel il était possible de garantir des approvisionnements en butanes pour satisfaire la demande canadienne prévue.

Pour l'année civile 1983, le volume total estimatif de propane exporté du Canada était de 2,9 millions de mètres cubes, soit 44 pour cent de la production nette totale estimative. En ce qui concerne les butanes, le volume total estimatif exporté en 1983 était de 2,3 millions de mètres cubes, soit 59 pour cent de la production canadienne nette totale estimative. En 1983, les États-Unis demeuraient toujours le principal débouché des exportations canadiennes, tandis que 12,6 pour cent des exportations de propane étaient destinées au Japon et qu'un volume minimal de propane était exporté jusqu'aux îles françaises de Saint-Pierre-et-Miquelon. Tous les butanes exportés étaient destinés aux États-Unis. En 1983, les stocks de propane sont passés de 680 000 mètres cubes au

niveau maximal de 1 150 000 mètres cubes tandis que les stocks souterrains de butanes passaient de 313 000 à 717 000 mètres cubes.

ACTIVITÉS PIPELINIÈRES

Demandes de nouvelles installations

GAZ

En février 1983, la Dome Petroleum a déposé une requête en vue d'obtenir l'autorisation de construire le Projet de gaz naturel liquéfié (GNL) de l'Ouest, soit une usine de liquéfaction sur la côte ouest à Grassy Point (C.-B.), à environ 28 km au nord-ouest de Prince-Rupert. L'usine a pour objectif de liquéfier 2,4 exajoules de gaz pour exportation au Japon au cours d'une période de 15 années selon l'approbation donnée en janvier 1983. La phase I de l'audience, qui s'est achevée au cours de l'année, comprenait l'examen des travaux techniques, des répercussions environnementales et socio-économiques, de la sécurité du public et des marchés. L'échéancier de la deuxième phase qui incluera l'évaluation de la viabilité économique du projet et de la disponibilité d'un approvisionnement garanti en gaz dépend de la présentation, par la société, d'autres données importantes.

Relativement au Projet de GNL de l'Ouest, la Westcoast Transmission Company Limited a présenté en 1983 une requête au sujet d'un projet de construction des installations de transport qui seraient nécessaires pour acheminer le gaz jusqu'à l'usine de liquéfaction (figure 1). Les principaux éléments du projet consistent en un pipeline de 800 km, d'un diamètre extérieur de 610 mm, d'un pipeline de 162 km, de 559 mm de diamètre extérieur et de canalisations de 18 km, de 914 mm et 1067 mm de diamètre extérieur, qui constitueraient une boucle additionnelle pour la canalisation principale existante de la Westcoast, en quatre stations de compression d'une puissance totale de 48 mégawatts (MW) et en la modernisation d'une station existante pour augmenter de 3 MW, sa capacité, ainsi qu'en trois stations de comptage. La construction d'installations proposées de stockage à Aitken Creek dans le district de Peace River (C.-B.), en tant qu'élément du Projet de GNL, est aussi à l'étude.

La Westcoast a aussi présenté une requête, pour laquelle elle a obtenu l'autorisation de l'Office, en vue de construire deux stations de comptage, l'une à Hixon et l'autre à Tumbler Ridge, qu'elle utiliserait sur les installations existantes. L'Office a aussi approuvé des requêtes présentées par la Westcoast en vue d'effectuer des additions et des modifications à ses stations de compression, ainsi qu'une modernisation annuelle générale de certaines autres installations.

La TransCanada PipeLines Ltd. a déposé en octobre 1982 une requête en vue de construire des installations additionnelles le long du tronçon de Niagara, sur son réseau, pour faire face à des augmentations prévues des ventes d'exportation et pour faire face à d'autres besoins. En raison de la décision prise par l'Office en janvier 1983 d'approuver moins de la moitié des quantités additionnelles demandées par la TransCanada pour les ventes aux États-Unis (voir le tableau «Résumé des exportations»), la société n'a pas demandé expressément que ses requêtes soient examinées au cours de l'année. Une requête révisée est attendue pour 1984.

La TransCanada a aussi présenté à l'Office, pour examen, une requête au sujet de l'abandon proposé d'un tronçon de son pipeline de Niagara en Ontario. Ce tronçon, de 40 km de long, relie Maple à Lisgar. La société a aussi demandé l'autorisation d'apporter des modifications à sa station de compression 209 et de construire une nouvelle station de compression provisoire à la VCP 211 de sa canalisation principale, tous deux sur le réseau de Niagara. Cette dernière requête vise à accroître la capacité d'exportation de la canalisation pour faire face aux besoins actuels. Les deux requêtes sont toujours à l'étude. Une autre requête en vue d'obtenir l'autorisation de construire une nouvelle station de compression à la VCP 148 à Saint-Lazare (Québec) en vue de desservir le réseau de la TQM est toujours à l'étude.

La TransCanada a demandé et obtenu l'autorisation de construire des stations de comptage à Vaudreuil, Sabrevois et Beauharnois au Québec, et à Brighton et à Val Gagné en Ontario. Elle a aussi obtenu l'autorisation de moderniser des tronçons de son réseau, projet consistant essentiellement à remplacer des canalisations dans des zones de densité accrue de population, à des croisements de route mal conçus ainsi qu'à des chantiers de construction d'autoroutes. Ces remplacements sont nécessaires pour satisfaire aux normes canadiennes existantes en matière de gazoducs.

La Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. a obtenu en juin 1983 l'autorisation de construire les stations de comptage Saint-Maurice et l'Assomption dans la province du Québec.

Les approbations susmentionnées ainsi que toutes les autres accordées par l'Office en 1983 au sujet de nouvelles

FIGURE 10

SOCIÉTÉS PÉTROLIÈRES ET DE PRODUITS PÉTROLIERS RÉGLEMENTÉES PAR L'ONÉ

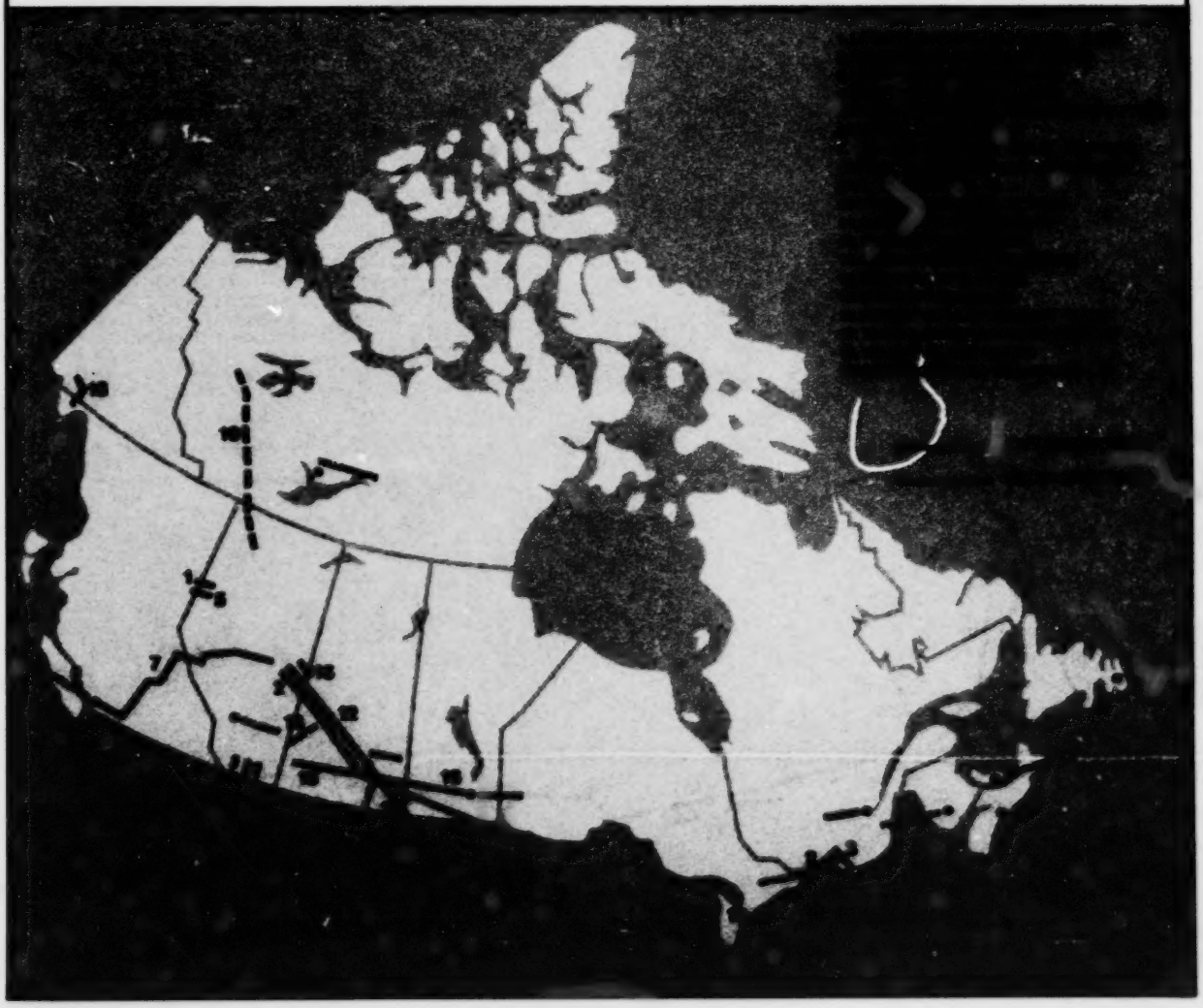
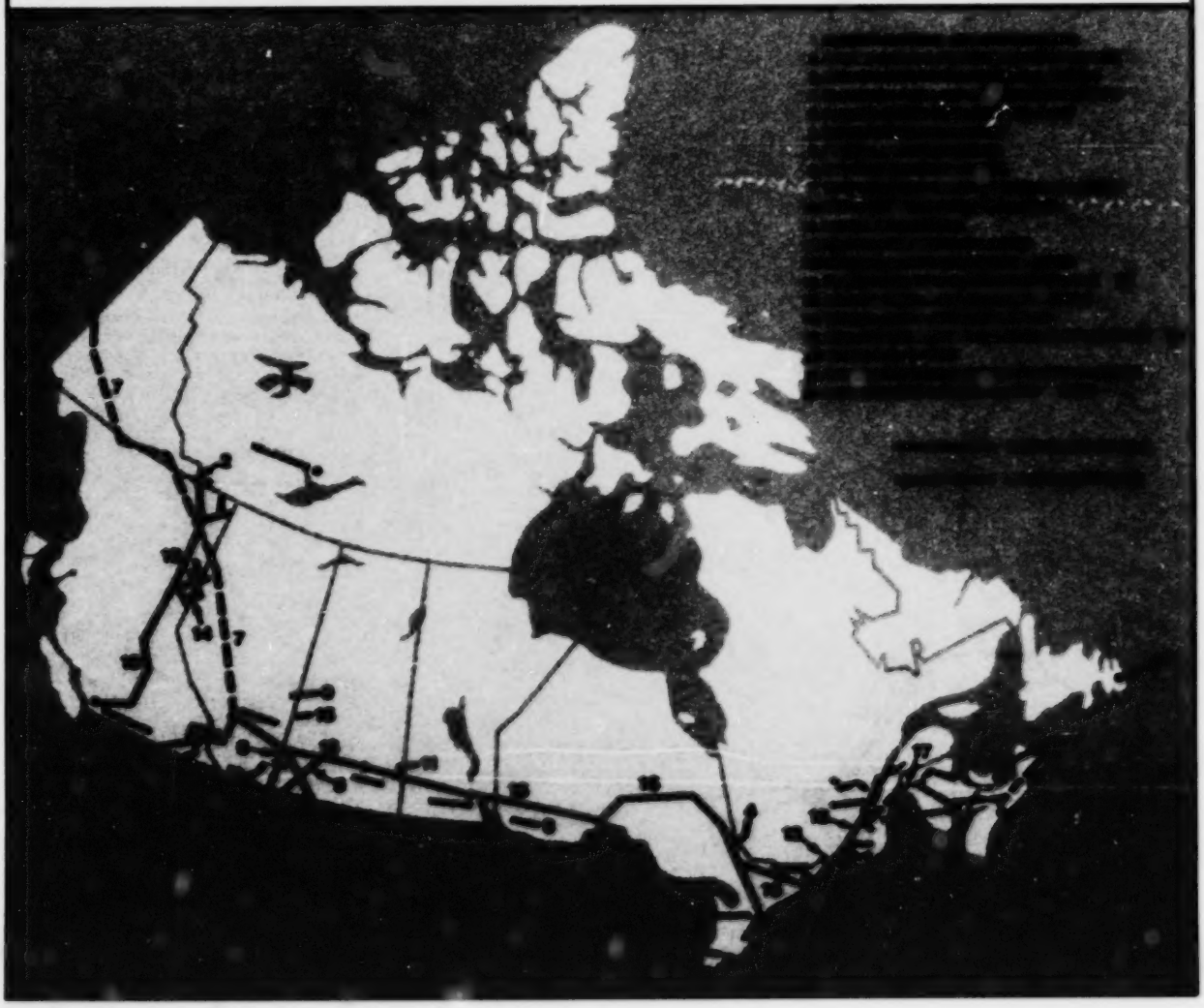


FIGURE 11

SOCIÉTÉS GAZIÈRES RÉGLEMENTÉES PAR L'ONÉ



installations de gazoducs sont énumérées à l'annexe G-II.

OLÉODUCS

En ce qui concerne les oléoducs, la Manito Pipelines Ltd. a reçu de l'Office, en mai 1983, l'autorisation de construire un pipeline additionnel et d'autres installations relatives à son prolongement de Blackfoot à Hazeldine en Alberta, près de la frontière de la Saskatchewan.

En mai 1982, l'Interprovincial Pipe Line Ltd. a déposé une requête en vue d'obtenir l'autorisation de moderniser son pipeline n^{o} 8 à brut pour qu'il puisse transporter des produits à haute pression de vapeur[1]. Ce projet, qui comprenait la construction d'un terminal de livraison et de chargement de propane dans le canton de Flamborough (Ontario) a été approuvé par l'Office en mai 1983. Cette décision, dans la mesure où elle se rapporte à l'emplacement des installations, fait actuellement l'objet d'une révision et donnera lieu à des audiences publiques. La question est étudiée plus en détail dans la section intitulée Questions d'ordre juridique. Toujours en mai 1983, l'Interprovincial a obtenu l'autorisation de construire des installations additionnelles d'injection à Hardisty (Alberta).

En mai 1983, la Dome Petroleum a présenté une requête en vue d'obtenir l'autorisation d'installer un équipement de pompage additionnel à sa station de pompage d'Empress (Alberta) et à Laporte (Saskatchewan). Ces installations desserviront la canalisation de la Dome Kerrobert qui achemine des liquides de gaz naturel d'Empress (Alberta) jusqu'à Kerrobert (Saskatchewan). Le projet a été approuvé par l'Office en septembre 1983.

En octobre 1983, la société les pipelines Trans-Nord a déposé une requête en vue d'obtenir l'autorisation d'installer quatre stations de pompage sur sa canalisation de l'est ce qui lui permettrait d'effectuer des livraisons de Nanticoke (Ontario) à Montréal.

Les autres autorisations données par l'Office en 1983 au sujet de nouveaux oléoducs sont énumérées à l'annexe 0-II.

Construction et exploitation de pipelines

En tant qu'organisme de réglementation, l'Office est responsable de toutes les questions relatives à la construction d'oléoducs et de gazoducs; il surveille les dépenses réelles et s'assure que les sociétés respectent les règlements en matière de sécurité et d'environnement, les normes canadiennes et les modalités des certificats, relativement aux questions techniques et environnementales. À l'achèvement de la construction de pipelines, l'Office est responsable de la surveillance globale des opérations pipelinières et des enquêtes sur les incidents intervenus au cours de l'exploitation des pipelines.

Pendant la première moitié de 1983, le tronçon restant de la canalisation principale de la Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes qui relie Trois-Rivières à Québec a été achevé ainsi que le raccordement et la station de comptage de Québec-Ouest. L'Office a participé à cette construction en examinant des devis techniques, des changements techniques en cours de construction, des résultats d'essais hydrostatiques et en vérifiant des radiographies de soudures effectuées sur le terrain.

Parmi les documents sur les essais hydrostatiques examinés en 1983 figurait celui sur plusieurs stations de comptage et robinets de ventes sur la canalisation principale de la TransCanada ainsi que sur son programme de remplacement de canalisations en Ontario, au Québec, au Manitoba, et en Saskatchewan, sur le programme de renouvellement des essais de la canalisation de la Trans Mountain, sur les trois autres stations de compression construites sur le tronçon Est du gazoduc de la route de l'Alaska, sur plusieurs stations de comptage installées sur le réseau de la Westcoast et sur son usine de récupération de soufre à Fort Nelson, sur un réservoir de mélange de brut et sur les canalisations associées au gazoduc de la Manito à Kerrobert (Saskatchewan). Des ordonnances d'autorisation de mise en service ont été délivrées à la suite de l'examen satisfaisant des résultats des essais susmentionnés.

En 1983, l'Office a continué à examiner les rapports déposés par l'Interprovincial (NW) Ltd. au sujet des questions géotechniques, environnementales et techniques relatives à sa canalisation reliant Norman Wells (T. N.-O.) à Zama (Alberta). Ces rapports comprenaient les devis des stations de pompage, les procédures de drainage et de contrôle de l'érosion, le programme d'inspection environnementale et d'inspection de la construction de la canalisation principale; ils portaient aussi sur la construction des installations, les spécifications des matériaux, notamment les canalisations, les vannes et

1 Un pipeline à haute pression de vapeur désigne un pipeline transportant des hydrocarbures sous forme de mélange à l'état liquide ou quasi liquide et dont la pression de vapeur dépasse 240 kPa à 38°C.

raccords d'acier, une analyse structurale et une étude sur les interactions sols - canalisations, ainsi que les croisements de rivières et des régions sensibles du point de vue géotechnique. Par suite d'un examen intensif de ces rapports, l'autorisation de construire cette canalisation a été délivrée par l'Office le 10 juin 1983. Le plan de protection de l'environnement applicable à la construction a été approuvé le 2 novembre 1983 après un examen complet effectué par l'Office. Toutes les activités de dessartage, les activités de mise en valeur des sites et la préparation de la construction de la canalisation principale ont été étroitement surveillées par l'Office au cours de l'année.

L'Office révise actuellement ses règlements sur les oléoducs et les gazoducs et ses Règles de pratique et de procédure en vue d'améliorer les méthodes de sécurité et la technologie. En 1983, l'Office a mis sur pied, avec l'industrie, un comité de réglementation par l'entremise de l'Association canadienne de normalisation afin d'élaborer des normes applicables aux futurs pipelines canadiens au large des côtes. L'ébauche de ces normes se poursuit depuis mai et une ébauche initiale devrait être achevée au début de 1984.

Dans le cadre de la surveillance de l'exploitation en toute sécurité des pipelines, l'Office a examiné des rapports portant sur des questions telles que les canalisations renforcées en fibres, les contraintes des canalisations enfouies aux croisements dépourvus de manchon, les procédures de mise à l'essai, l'utilisation de chemises de polyéthylène dans les canalisations de collecte d'émulsions de pétrole brut, les exigences relatives à la profondeur des couvertures, et l'utilisation des essais à l'air

RÉSUMÉ DES CAUSES DES INCIDENTS PIPELINIERS EN 1983

	Gazoducs	Oléoducs et pipelines pour produits pétroliers	Pipelines à haute pression de vapeur	Total
Corrosion		7		7
Défaillances de l'équipement et des matériaux	1	1		2
Soudures défectueuses	3	1	2	6
Dommages par des tiers	1	3		4
Divers	4	9	1	14
TOTAL	**9**	**21**	**3**	**33**

CAUSES DES INCIDENTS PIPELINIERS - 1979 - 1983 **Tableau 12**

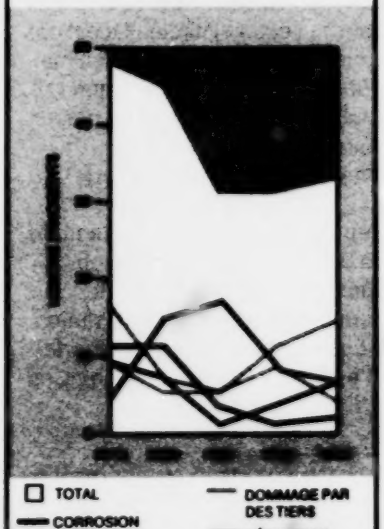
	1979	1980	1981	1982	1983
Corrosion	4	15	17	8	7
Défaillances de l'équipement et des matériaux	11	11	3	1	2
Soudures défectueuses	9	7	1	3	6
Dommages par des tiers	8	5	5	8	4
Divers	16	7	5	11	14
TOTAL	**48**	**45**	**31**	**31**	**33**

réalisés sur les oléoducs.

L'Office a aussi entrepris plusieurs études et enquêtes spéciales sur la sécurité, sur l'environnement et sur les aspects de l'exploitation des pipelines. Il a notamment effectué une étude sur les répercussions environnementales des croisements de cours d'eau par les pipelines, ainsi que des études des pentes et des problèmes d'érosion relatifs à la canalisation de la TQM, des problèmes d'odeurs au terminal de Westridge à Burnaby (C.-B.) sur la canalisation de la Trans Mountain et sur diverses plaintes formulées par des propriétaires de terrains à propos de canalisations relevant de la compétence de l'Office.

FIGURE 12

CAUSES DES INCIDENTS DE PIPELINES



Inspection des pipelines

L'Office inspecte les installations des sociétés relevant de sa compétence pour s'assurer que les mesures de protection environnementale sont bien

suivies, que les employés et le public sont bien protégés et que les installations sont construites et maintenues de façon à satisfaire les normes de l'Office.

Au début de 1983, les travaux d'essartage ont été entamés sur l'emprise du futur oléoduc de l'Interprovincial PipeLine (NW) Ltd. qui reliera Norman Wells (T.N.-O.) à Zama (Alberta). L'Office a effectué cette inspection pour s'assurer que le plan de protection environnementale de l'IPL était bien suivi. Les activités de mise en valeur du site ont aussi fait l'objet d'inspections en février et mars 1983, tandis que le déblaiement de la neige sur les routes d'accès et le déblaiement de la neige et le tassement de l'emprise faisaient l'objet d'une inspection à l'automne. L'Office a participé, au cours de l'été à un survol de l'emprise du pipeline pour constater les effets de l'essartage sur l'environnement. Une reconnaissance géotechnique des zones défrichées a aussi été entreprise.

En 1983, l'inspection des travaux de construction a porté sur des tronçons du gazoduc de la TQM situés entre Trois-Rivières et Québec ainsi que sur sa station de comptage de Québec-Ouest, sur certaines parties du programme de remplacement des canalisations de la TransCanada, et sur plusieurs tronçons remplacés de la canalisation de la Trans Mountain ainsi que sur son programme de modernisation des stations de pompage.

L'Office a assisté à des essais hydrostatisques sur la canalisation de la TransCanada, sur celle de la Trans Mountain et sur celle de la TQM.

Des inspections périodiques sur l'exploitation et sur la sécurité ont été effectuées à l'été et à l'automne de 1983 sur les installations de la plupart des canalisations relevant de la compétence de l'Office.

Afin de surveiller les activités de rappel pour remise en état qui étaient exigées des sociétés, l'Office a examiné des rapports de surveillance déposés pour satisfaire aux conditions de délivrance des certificats, et il a effectué des inspections après construction sur la canalisation de la TQM de Saint-Lazare et Boisbriand à Trois-Rivières, sur les installations réalisées en 1981 et en 1982 par la TransCanada en Saskatchewan et au Manitoba et sur le programme de remplacement des canalisations de la TransCanada dans le sud du Québec.

Incidents pipeliniers

L'Office a effectué des visites sur plusieurs emplacements où sont survenus des incidents pipeliniers, afin d'inspecter les procédures d'urgence, de sécurité et de protection de l'environnement qui étaient en vigueur au moment des incidents. Il s'agissait notamment d'un déversement de pétrole le long de la canalisation de la Wascana à Wascana Creek près de Régina (Saskatchewan), d'un déversement de pétrole le long de l'oléoduc de l'Interprovincial près de Strome (Alberta) et d'une explosion à la station de comptage des achats installés sur la canalisation de la TransCanada près de Liebenthal (Saskatchewan) au cours de laquelle un employé est mort et un autre a été blessé.

L'Office exige des rapports détaillés de tous les incidents impliquant blessures ou perte de vie, fuites, ruptures, incendies, explosions, défaillances ou mauvais fonctionnements de pipelines relevant de sa compétence. Ces rapports, associés à des enquêtes ultérieures, contribuent beaucoup à l'amélioration des normes pipelinières, des procédures d'exploitation, de la mise en valeur de techniques et d'exigences réglementaires.

ÉTUDES SPÉCIALES

Étude sur le coût de la réglementation de la construction des pipelines

En février 1983, à la demande de l'Office, la Direction des pipelines a entamé une enquête sur le coût de la réglementation de la construction des pipelines que doivent supporter les sociétés pipelinières. Le rapport qui a résulté de cette étude a été publié en juin 1983 sous le titre suivant: «Étude par le personnel du coût, pour les sociétés pipelinières, de la réglementation par l'ONÉ en matière de construction de pipelines: le cas du raccourci de North Bay.»

Cette étude avait deux objectifs. Le premier consistait à établir quantitativement les coûts engagés par les sociétés pipelinières par suite des exigences réglementaires de l'ONÉ. Le second consistait à étudier les moyens par lesquels on pourrait minimaliser ces coûts sans porter atteinte aux objectifs de la réglementation.

En collaboration avec la TransCanada PipeLines, le personnel de l'Office a effectué une étude particulière du raccourci de North Bay récemment construit. Au moment de l'étude, le coût estimatif du projet s'élevait à 439 millions de dollars. L'étude a porté sur toutes les étapes du processus de réglementation, à partir de la date de la requête jusqu'à la date de construction du pipeline, de son inspection, de sa mise à l'essai et de sa mise en service.

D'après les conclusions de l'étude, le coût de réglementation associé à la construction du pipeline s'est élevé à 4,2 millions de dollars. Ce chiffre représente

moins d'un pour cent du coût total du projet, soit 439 millions de dollars, sans compter l'intérêt couru pendant la construction. Cela indique que le coût de réglementation fédérale demeure minime par rapport au coût du projet. Les coûts de 4,2 millions de dollars n'auraient pu être éliminés qu'en l'absence complète de réglementation environnementale. De ce coût de 4,2 millions de dollars, le personnel a constaté que 2,4 millions de dollars de dettes étaient inévitables étant donné la nature du mandat de l'Office. En ce qui concerne les activités associées au solde du coût de réglementation soit 1,8 millions de dollars, l'étude a permis de constater qu'une partie de ce coût aurait pu être réduite ou même éliminée. L'étude a aussi fait ressortir l'intention de la TransCanada d'utiliser une canalisation de grand diamètre pour son projet. Après avoir révisé la requête, l'Office a mené une enquête qui a abouti à la décision de la TransCanada d'utiliser une canalisation de diamètre inférieur. Cette réduction de la taille du pipeline a entraîné des économies de 83 millions de dollars. Dans une lettre annexée à l'étude, la TransCanada s'est déclarée en désaccord avec le personnel de l'Office sur le fait que ces économies de coût étaient attribuables à la révision de la requête par l'Office, et elle a affirmé qu'elle aurait d'elle-même réduit la taille de son pipeline.

Au moment de l'étude, l'Office avait déjà entamé une révision de ses exigences de procédures et de dépôt. Ces mesures, ainsi que la mise en vigueur des recommandations exposées dans le rapport, et les communications améliorées avec les sociétés réglementées, devraient entraîner la réduction du coût de réglementation.

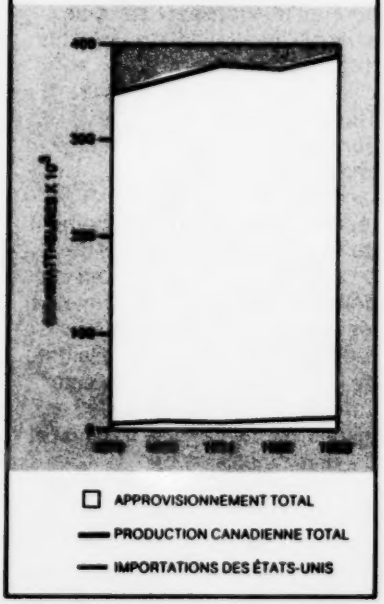
Réponse de l'Office au rapport Horte

En septembre 1983, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a publié le rapport du Groupe du travail sur les coûts de construction des pipelines. M.V.L. Horte, ancien président de la TransCanada PipeLines Ltd., a présidé ce groupe de travail dont le mandat consistait à étudier les moyens de résoudre les problèmes évoqués dans une étude du personnel de l'ONÉ publiée en juin 1982 à propos des coûts passés et futurs de construction des pipelines entre 1975 et 1985.

Le personnel de l'Office a examiné les recommandations du Groupe de travail et a donné à l'Office son avis sur les répercussions de ces recommandations pour l'industrie des pipelines, en général, et pour l'Office, en particulier. Ces commentaires ont constitué la base du rapport de l'Office intitulé: «Réponse aux recommandations contenues dans le rapport du groupe de travail sur les coûts de la construction pipelinière», qui a été présenté au Ministre en novembre 1983.

FIGURE 13

APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ



ACTIVITÉS DANS LE DOMAINE DE L'ÉLECTRICITÉ

ÉLECTRICITÉ

À la fin de 1983, la capacité totale nette installée de production d'électricité au Canada était d'environ 83 300 mégawatts dont 51 332 mégawatts pour les centrales hydroélectriques, 22 658 mégawatts pour les centrales thermiques classiques et 6 231 mégawatts pour les centrales nucléaires. Des changements prévus en 1983 permettraient d'augmenter d'environ 2 754 mégawatts la production des centrales

OFFRE D'ÉLECTRICITÉ
Unité: gigawatts-heures x 10^3

Tableau 13

	1979	1980	1981	1982(p)	1983(e)
PRODUCTION CANADIENNE TOTALE	353,051	367,306	380,131	376,470	390,000
IMPORTATIONS DES ÉTATS-UNIS	1,792	2,940	1,497	2,849	3,179
OFFRE TOTALE	**354,843**	**370,246**	**381,628**	**379,319**	**393,179**

(p) préliminaires
(e) estimations

hydroélectriques, de 937 mégawatts celle des centrales thermiques classiques, et de 1 383 mégawatts celle des centrales nucléaires, ce qui représente une augmentation globale d'environ 7 pour cent par rapport à 1982. On estime que la production d'électricité en 1983 s'est élevée à 390 000 gigawatts-heures, ce qui représente une hausse d'environ 3,6 pour cent par rapport à 1982. De ce chiffre, la production hydroélectrique représentait 67 pour cent, la production des centrales thermiques classiques, 21 pour cent, et celle des centrales nucléaires, 12 pour cent.

Transferts internationaux et interprovinciaux d'électricité

En 1983, les exportations brutes d'électricité se sont élevées à 38 830 gigawatts-heures (contre 34 220 gigawatts-heures en 1982), et les importations, à 3 179 gigawatts-heures (contre 2 849 gigawatts-heures en 1982), ce qui a donné des exportations nettes de 35 651 gigawatts-heures (contre 31 371 gigawatts-heures en 1982). Ces exportations nettes ont représenté environ 9 pour cent de l'ensemble de la production canadienne (contre environ 8 pour cent en 1982).

Les recettes provenant des exportations, soit environ 1 249 million de dollars (1 106 million de dollars en 1982) et le coût des importations, soit 6,2 millions de dollars (contre 5,4 millions de dollars en 1982) ont entraîné des recettes nettes d'environ 1 243 million de dollars contre 1 101 million de dollars en 1982).

En 1983, les exportations canadiennes totales d'électricité

DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ
Unité: gigawatts-heures x 10^3

Tableau 14

	1979	1980	1981	1982(p)	1983(e)
CONSOMMATION CANADIENNE TOTALE	323,465	340,065	346,256	345,099	354,349
EXPORTATIONS AUX ÉTATS-UNIS	31,378	30,181	35,372	34,220	38,830
DEMANDE TOTALE	**354,843**	**370,246**	**381,628**	**379,319**	**393,179**

(p) préliminaires
(e) estimations

FIGURE 14

DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

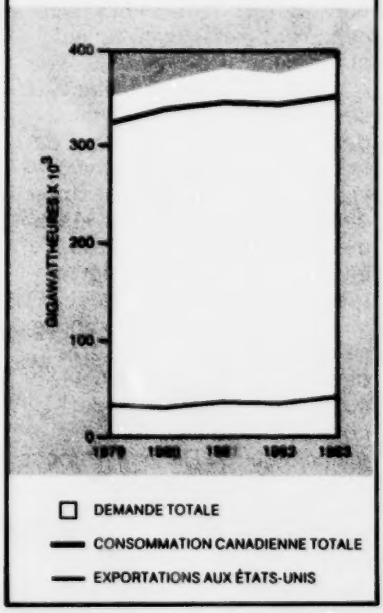


FIGURE 15

TRANSFERT INTERNATIONAL ET INTERPROVINCIAL D'ÉLECTRICITÉ
(GIGAWATTHEURES)

en quantité et en recettes ont été de 13 pour cent plus élevées qu'en 1982.

Les ventes garanties à l'exportation ont augmenté de 75 pour cent en quantité et de 84 pour cent en recettes en raison des nouvelles ententes de vente garantie conclues avec les services publics américains et qui sont entrées en vigueur en 1983. Une partie importante de cette augmentation est attribuable à l'exportation garantie d'énergie nucléaire produite à Pointe Lepreau par la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick depuis février, et aussi, en grande partie, aux ventes additionnelles d'énergie garantie à court terme par l'Ontario Hydro à la Niagara Mohawk Power Corporation dans l'État de New York.

Les ventes interruptibles ont chuté de 2 pour cent en quantité et de 7 pour cent en recettes. Cette réduction de croissance était en partie due à l'absence de bonnes conditions commerciales pour les services publics de la Colombie-Britannique dont les exportations ont été inférieures de 50 pour cent par rapport à celles de 1982. De même, l'Ontario Hydro, qui a pourtant sensiblement augmenté ses exportations garanties (4 155 GW.h, contre 1 199 GW.h) a enregistré une diminution de 10 pour cent de ses exportations interruptibles. Ces réductions ont été partiellement compensées par des exportations interruptibles accrues en provenance d'autres grands exportateurs.

La demande sur le marché américain a augmenté en raison du redressement économique et du désir des services publics de remplacer la plus grande quantité possible de pétrole. Tous les exportateurs canadiens, à l'exception de ceux de la Colombie-Britannique, ont pu profiter des bonnes conditions du marché américain chaque fois qu'ils disposaient d'excédents d'énergie.

Les déclarations présentées à l'Office par les principaux services publics exportateurs pour 1983 ont montré que 57 pour cent des exportations d'électricité provenaient des centrales hydro-électriques et 33 pour cent du charbon importé, 5 pour cent des combustibles nucléaires, 3 pour cent du pétrole importé et 2 pour cent pour les combustibles fossiles canadiens. Ces chiffres accusent, par rapport à 1982, une augmentation des exportations d'origine nucléaire et une réduction des exportations d'électricité produite à partir du pétrole importé.

Avant d'autoriser les ventes d'électricité sur les marchés américains, l'Office doit déterminer la quantité d'électricité excédentaire par rapport aux besoins raisonnablement prévisibles au Canada. L'Office exige habituellement que cette quantité soit tout d'abord offerte aux marchés canadiens économiquement accessibles avant de pouvoir être exportée. C'est pourquoi l'Office surveille la production et les transferts interprovinciaux d'électricité au Canada, bien qu'il ne réglemente pas ces questions.

On trouvera aux figures 13 et 14 des tableaux de ventilation de l'offre et de la demande d'électricité. La figure 15 illustre les exportations et les importations de 1983, ainsi que les transferts interprovinciaux pour les douze mois se terminant en octobre 1983.

En 1983, l'Office n'a délivré aucun certificat de commodité et de nécessité publiques impliquant la construction d'installations électriques relevant de sa compétence. Une ordonnance de modification connexe délivrée au cours de l'année est illustrée à l'annexe E-II.

Les annexes E-III et E-IV dressent la liste des nouvelles licences d'exportation de puissance et d'énergie, ainsi que la liste des ordonnances de modification connexe délivrées au cours de l'année.

Les exportations d'énergie électrique prévues par chaque licence et ordonnance au cours de l'année constituent l'annexe E-V et l'ensemble du commerce d'énergie électrique est illustré à l'annexe E-VI.

AUTRES ACTIVITÉS DU DOMAINE DE L'ÉLECTRICITÉ

Le rapport statistique annuel préparé par l'Office sur la production thermique canadienne pour l'année 1981 a été achevé et distribué au début de l'année.

L'Office est entré en pourparlers avec Statistique Canada, avec l'Association canadienne de l'électricité (ACE) et avec le Conseil sur la fiabilité des réseaux d'électricité en Amérique du Nord, en vue de réduire la répétition des rapports présentés par les services publics canadiens d'électricité sur les statistiques de l'électricité.

Pour se préparer à effectuer ses opérations, l'Office a mené des travaux de recherche sur de nouvelles techniques analytiques visant à quantifier les avantages des interconnexions entre réseaux électriques, et il a entamé une étude pilote visant à vérifier les résultats de ces recherches.

En 1983, l'Office a fourni des services à d'autres ministères et à des organismes de l'extérieur, notamment des services de consultation au Conseil économique du Canada à propos de modifications relatives à son modèle de production d'énergie. L'Office a aussi participé à des entretiens avec le ministère de l'Énergie, des Mines et des

Ressources sur des questions relatives aux exportations d'électricité.

QUESTIONS D'ORDRE ENVIRONNEMENTAL

Pipelines et lignes de puissance internationales

La protection de l'environnement est l'un des principaux soucis de l'Office lors de la révision et de l'étude des requêtes, pendant la construction et pendant toute la durée des opérations. Le Groupe de l'environnement et des emprises de la Direction des pipelines est la principale source de conseils de l'Office sur les question environnementales en matière c installations pipelinières et de lignes internationales d'électricité.

Dans son évaluation des requêtes, l'Office cherche à s'assurer qu'une évaluation environnementale convenable a été effectuée et que les requérants ont pris des mesures de protection de l'environnement convenables. L'Office doit également s'assurer que les sociétés prennent des mesures efficaces de protection de l'environnement. Cela est accompli en utilisant les services d'une équipe d'environnementalistes professionnels pour analyser les requêtes, s'assurer que les mesures appropriées sont en place lors de la construction, pour s'assurer que toutes les pratiques de protection environnementale sont respectées et pour surveiller les activités de réhabilitation requises des sociétés à la suite de la construction.

En 1983, l'Office a entrepris la révision de l'aspect environnemental de plusieurs requêtes importantes, y compris celles du projet de GNL de l'Ouest de Dome Petroleum, de la canalisation de GNL de l'Ouest de la Westcoast Transmission Co. Limited, du projet, à Flamborough (Ontario), de conversion de propane et d'installations de chargement de propane sur camions et wagons-citernes de la Pipe Line Interprovincial Limitée, de l'interconnexion d'Hydro-Québec entre Sherbrooke et NEPOOL; et de la requête en matière d'exportation de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick.

L'Office a aussi étudié plusieurs rapports de surveillance de l'environnement présentés afin de respecter les conditions des certificats délivrés aux divers projets, notamment les projets de doublement de 1980, 1981 et 1982 de la TransCanada PipeLines et le raccourci de North Bay, la construction du gazoduc de la TQM de Saint-Lazare à Boisbriand et de Boisbriand jusqu'à Trois-Rivières.

LES TRACÉS

Pipelines et lignes de puissance internationale

La Loi sur l'Office national de l'énergie, dans sa version modifiée en mars 1983, établit une procédure en deux étapes pour l'approbation des tracés des pipelines internationaux ou interprovinciaux et des lignes de puissance internationales. Quoique l'Office n'ait examiné aucun dossier en 1983 en matière de tracés détaillés, les paragraphes suivants résument la procédure qui sera suivie.

En premier lieu, l'Office accorde un certificat de commodité et de nécessité publiques pour un pipeline ou une ligne d'électricité, approuvant ainsi le tracé général du projet. En second lieu, le processus d'approbation traite du tracé en détail du projet, au cours duquel une société doit préparer et déposer des plans, des profils et des livres de renvoi indiquant l'emplacement exact de la canalisation, les terrains à traverser et l'identité des propriétaires fonciers concernés.

En même temps qu'elle dépose ces plans, profils et livres de renvoi, la société doit signifier un avis à tous les propriétaires fonciers dont les terrains devront être acquis pour le projet. La société doit en outre publier, dans un journal local, un avis décrivant le tracé détaillé projeté et la procédure pour présenter des objections. Tout propriétaire foncier ou toute partie touchée qui considère que la canalisation pourrait être néfaste à ses terrains, peut déposer une déclaration d'objection écrite auprès de l'Office.

Sur réception d'un avis d'objection à un tracé prévu, l'Office doit tenir une audience publique locale afin d'étudier l'objection. Par l'audience publique, les propriétaires fonciers et les parties touchées ont l'occasion de faire entendre leurs opinions avant que l'Office ne détermine le tracé définitif. Lorsqu'il décide du meilleur tracé possible, l'Office tient compte non seulement des représentations faites au cours de l'audience, mais également des mémoires écrits.

En plus d'inclure les propriétaires fonciers et les parties touchées dans le processus du tracé détaillé, le nouvel article de la Loi prévoit une disposition pour le paiement d'une indemnité pour l'achat de terrains ou pour les dommages subis suite aux activités du projet. C'est le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, plutôt que l'Office, qui détient l'autorité en matière d'indemnisation.

QUESTIONS D'ORDRE ÉCONOMIQUE

En 1983, l'Office a effectué un certain nombre d'évaluations, d'analyses et d'études économiques. Les requêtes, les

mémoires et les projets en révision ont été étudiés et évalués et des enquêtes ont été entreprises quant à la viabilité économique, le rendement par rapport aux coûts, les problèmes socio-économiques régionaux, la teneur canadienne et l'application d'essais relatifs aux excédents de gaz naturel. Un nombre considérable d'analyses ont été effectuées particulièrement en ce qui concerne la teneur canadienne et les aspects socio-économiques du projet de GNL de l'Ouest. L'Office a joué un rôle actif dans la suveillance des répercussions socio-économiques de l'oléoduc de l'IPL (Norman Wells), en collaboration avec le ministère des Affa res indiennes et du Nord et cette dernière société. De plus, diverses requêtes en vue d'exporter de l'électricité ont été évaluées en ce qui concerne leur viabilité économique et les prix de ventes proposées. L'Office a également effectué une révision des diverses requêtes tarifaires des pipelines, comprenant des facteurs comme l'évaluation des salaires, des traitements, des avantages sociaux et l'escalade des coûts.

En 1983, la tenue d'un atelier portant sur l'analyse du rendement par rapport aux coûts des produits énergétiques, a eu une grande importance; cet atelier a été présenté conjointement par l'Office et le Canadian Energy Research Institute, à Calgary. L'atelier a porté sur la méthodologie utilisée par l'Office dans son analyse de 1982 concernant des propositions d'exportation de gaz naturel et sur un certain nombre de questions pertinentes qui s'appliquent à l'évaluation de tout projet énergétique. L'atelier a réussi à favoriser une meilleure compréhension de l'analyse du rendement par rapport aux coûts en ce qui a trait aux projets énergétiques, et à aboutir à un accord sur certaines des plus importantes questions de méthodologie. (L'Office a publié le rapport de cet atelier au début de 1984).

D'autres améliorations ont été apportées aux modèles de la demande d'énergie de l'Office servant à l'analyse et à l'évaluation des mémoires, de même qu'à la préparation des projections de l'Office. Lorsqu'il a élaboré ses prévisions de la demande énergétique, l'Office a utilisé un système intégré de prévision de la demande en matière d'énergie et une vaste base des données.

La collaboration entre les ministères du gouvernement fédéral en vue d'améliorer la qualité et l'utilisation des données énergétiques s'est poursuivie au cours de l'année. Un groupe de travail interministériel a entrepris un certain nombre de projets particuliers et de nature générale, visant à améliorer la qualité des données pour les utilisateurs et à élaborer une série de données statistiques coordonnées et de plus grande portée. Le travail en vue d'informatiser des banques de données de l'Office s'est également poursuivi.

QUESTIONS DE RÉGLEMENTATION FINANCIÈRE

Au cours de l'année, l'Office a poursuivi sa surveillance des pratiques comptables et des résultats financiers des sociétés d'oléoducs et de gazoducs relevant de sa compétence. Pour ce faire, il a analysé des rapports périodiques ou particuliers qu'il avait demandés et il a effectué des vérifications constantes sur place, afin de vérifier la conformité aux Règlements de normalisation de la comptabilité de l'Office, de même qu'aux directives émises par l'Office en ce qui concerne la comptabilité, les questions de droits et de tarifs, tels que le traitement accordé à des éléments particuliers de la base de tarification ou du coût du service d'une société.

La version révisée du Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs, qui a remplacé le Règlement entré en vigueur en septembre 1969, a été approuvé par le gouverneur en conseil et publié en février 1983.

L'Office modifie actuellement ses méthodes de rajustement des droits des oléoducs afin de les rendre officiellement applicables à la Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. et à la société les Pipelines Trans-Nord Inc. Avant cette modification projetée, les méthodes qui avaient été mises au point particulièrement pour la société Pipe Line Interprovincial Limitée et la Cochin Pipe Lines Ltd. s'appliquaient à titre officieux à la Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. et à la société les Pipelines Trans-Nord Inc. En vertu de ces méthodes, les quatre sociétés pipelinières peuvent demander à l'Office (ou celui-ci peut la demander) une révision des droits et tarifs pour tenir compte des modifications de la capacité et des modifications ordinaires de la base des taux et du coût du service, sans tenir une audience publique, pourvu qu'il n'y ait aucune modification aux principes ou aux taux de rendement établis dans les motifs de décision antérieurs de l'Office. Au cours de l'année, cinq révisions de tarifs ont été permises en vertu de ces procédures.

Le 27 septembre 1983, l'Office tenait une réunion avec les représentants des sociétés d'oléoducs et de gazoducs relevant de sa compétence et avec les représentants de l'Association pétrolière du Canada. La réunion visait à donner les grandes lignes de la méthode qu'utilise l'Office lorsqu'il réglemente les sociétés relevant de sa compétence, en ce qui a trait

aux questions de droits. Au cours de cette réunion les débats ont porté sur une ébauche de document préparé par l'Office, dans lequel il explique sa philosophie et sa manière d'aborder la réglementation des droits. L'Office a invité les participants à cette réunion à lui présenter des commentaires écrits. Le document a été révisé ultérieurement, suite à l'étude des mémoires présentés. Toutes les parties qui sont intervenues au cours d'audiences en matière de droits depuis janvier 1981 ont eu l'occasion d'étudier le document révisé et de présenter leurs commentaires à l'Office. L'Office a l'intention de publier le document intitulé «Réglementation des droits et des tarifs en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ», au début de 1984 dans un de ses Bulletins d'information.

La réunion du 27 septembre 1983 a eu pour conséquence la création de deux comités relatifs à l'industrie, l'un traitant des grandes sociétés d'oléoducs et l'autre les grandes sociétés de gazoducs. Ces comités ont pour objet la formulation de recommandations aux sociétés et à l'Office en ce qui concerne:

a) la question des rapports en matière de surveillance de la construction et des droits, et

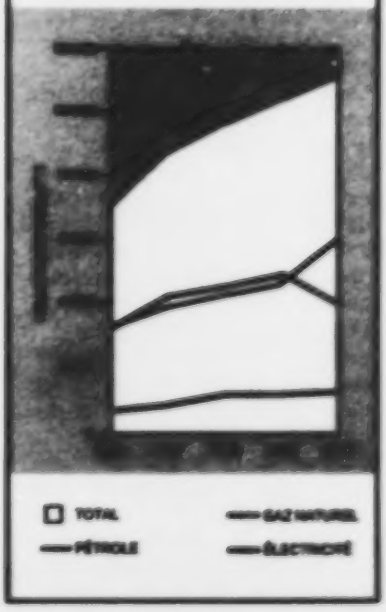
b) les demandes de renseignements relatives aux requêtes de droits et de tarifs.

L'Office a rédigé une ébauche révisée du «Règlement sur les renseignements se rapportant aux frais de construction et aux droits», qui a été envoyée à toutes les sociétés d'oléoducs et de gazoducs réglementées par l'Office, aux fins d'études et de commentaires. Ce projet de réglementation révisée traite des rapports que doivent déposer toutes les sociétés pipelinières. Lorsqu'il entrera en vigueur, le règlement remplacera le protocole d'instructions de l'Office en ce qui concerne le rapport relatif au coût de construction, publié le 21 octobre 1966, et le Règlement sur les renseignements relatifs aux droits, lequel est entré en vigueur le 9 avril 1979.

En vertu des dispositions de la Loi sur l'administration de l'énergie et de ses règlements d'application, l'Office est responsable de la vérification des exportations de pétrole et de produits pétroliers visés par une licence, déclarés à l'Office. Cette responsabilité comprend la collecte des redevances prélevées sur ces exportations qui, en 1983, ont permis de verser environ 352 millions de dollars au fonds du revenu consolidé.

En vertu du Programme sur la redevance de recouvrement en matière de carburants de soute, l'Office est devenu responsable de la collecte des redevances d'exportation s'appliquant aux carburants de soute aviation et marin, utilisés par les transporteurs étrangers et nationaux engagés dans le commerce international. Ce programme a été mis en application en vertu de la partie I de la Loi sur l'administration de l'énergie et il était en vigueur du 1er mai 1981 au 1er mai 1983; l'application de ce programme aux carburants aviation a toutefois été éliminée en février 1982. Au nom du gouvernement fédéral, l'Office a entrepris le traitement des remboursements que réclament environ 200 transporteurs aériens, dont le total pourrait atteindre 78 millions de dollars.
L'application du programme aux carburants de soute marin s'est poursuivie au cours de 1983, jusqu'à sa date d'expiration en mai; l'Office a perçu pendant cette

FIGURE 10
VALEUR DES EXPORTATIONS EN DOLLARS



VALEUR EN DOLLARS DES EXPORTATIONS DE PÉTROLE, DE GAZ ET D'ÉLECTRICITÉ (BRUTE)
Unité: Milliers de dollars — Tableau 16

	1979	1980	1981	1982[p]	1983[e]
GAZ NATUREL	3 063,1	4 035,5	4 408,3	4 807,8	3 940,0
PÉTROLE	3 279,4	3 860,4	4 108,1	4 410,7	5 897,2
ÉLECTRICITÉ	738,5	793,6	1 143,9	1 105,9	1 248,5
TOTAL	7 081,0	8 689,5	9 661,3	10 324,4	11 085,7

[p] préliminaire
[e] estimation

période environ 8,5 millions de dollars en redevances de recouvrement en matière de carburant de soute marin.

QUESTIONS D'ORDRE JURIDIQUE

Questions en litige

Dome NGL Pipeline Ltd. et Cochin Pipe Lines Ltd.

En janvier 1980, l'Office a modifié deux certificats détenus par la Dome NGL Pipeline Ltd. et la Cochin Pipe Lines Ltd. autorisant la construction et l'exploitation de deux pipelines à haute pression de vapeur entre Sarnia et Windsor, en Ontario. Certaines de ces modifications aux certificats obligeaient les sociétés à moderniser les pipelines conformément aux exigences de la partie X du Règlement de l'Office sur les oléoducs en ce qui concerne les pipelines à haute pression de vapeur. Les deux sociétés ont demandé l'autorisation d'interjeter appel de la décision de l'Office en se fondant sur le fait que l'application du Règlement sur les oléoducs aux deux pipelines avait un effet rétroactif. Le 12 février 1980, la Cour d'appel fédérale a accepté les requêtes en appel des sociétés. Par la suite, les avocats des parties en litige sont entrés en pourparlers afin d'essayer de régler les appels. Les avocats sont arrivés à un règlement et des avis de désistement ont été déposés auprès de la Cour d'appel fédérale le 3 novembre 1983.

Saskatchewan Power Corporation

En janvier et en février 1982, la Sakatchewan Power Corporation et la Many Islands Pipe Lines Limited ont présenté, en vertu de l'article 17 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, une requête en vue d'obtenir une ordonnance de révision et d'annulation de quatre ordonnances délivrées par l'Office à la TransCanada PipeLines en vertu de la partie IV de la Loi dans la mesure où ces ordonnances obligeaient la TransCanada à facturer aux requérantes le prix imputé à la frontière de l'Alberta qui est précisé dans les ordonnances et dans la mesure où elles rejetaient le prix stipulé dans une entente intervenue entre les requérantes et la TransCanada. Les requérantes ont maintenu que, lors d'une décision rendue le 10 décembre 1981, la Cour Suprême du Canada était d'avis que l'Office n'avait pas la compétence de remplacer, dans son ordonnance n^{o} TG-1-76, le prix imputé à la frontière de l'Alberta par le prix fixé en vertu du contrat et que, par conséquent, les ordonnances en question devaient être révisées et modifiées. En août 1982, l'Office a rejeté la requête en révision et les requérantes ont demandé l'autorisation d'interjeter appel de la décision de l'Office. La Cour d'appel fédérale a accepté la requête en appel des sociétés le 30 septembre 1982 et l'avis d'appel a été déposé le 1er octobre 1982.

La Saskatchewan Power Corporation et la Many Islands Pipe Lines Limited ont aussi déposé, en vertu de l'article 28 de la Loi sur la Cour fédérale, une requête en révision et en annulation de la décision de l'Office rejetant la requête en révision et en modification des quatre ordonnances.

Une fois l'appel interjeté et une fois la requête déposée en vertu de l'article 28, l'Office a écrit aux parties en cause pour leur signaler que l'application du jugement de la Cour Suprême du Canada, rendu le 17 décembre 1981, était en jeu dans l'appel susmentionné. L'Office a en outre signalé que le jugement de la Cour Suprême du Canada n'avait pas été certifié à l'Office pour mise en application et qu'il semblerait plus approprié de considérer l'application du jugement comme une question administrative en vertu de l'article 53 de la Loi sur la Cour Suprême. Dès réception des réponses des appelantes et de la TransCanada, l'Office a modifié l'ordonnance n^{o} TG-1-76 et les trois autres ordonnances en question en supprimant la référence au prix imputé à la frontière de l'Alberta relativement au service des ventes de la zone de la Saskatchewan.

À la lumière des modifications à cette ordonnance, la requête en vertu de l'article 28 et l'appel ont fait l'objet d'un désistement intégral et d'un retrait en mars et en avril 1983.

Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

Dans une requête datée du 18 novembre 1981, à laquelle s'ajoutaient des requêtes datées des 9 août 1982 et 16 février 1983, la TQM a demandé à l'Office de délivrer des ordonnances approuvant les droits justes et raisonnables que peut exiger la société pour le transport du gaz naturel ou à l'égard de ce transport. La TQM est autorisée à construire et à exploiter un gazoduc à partir d'un point d'interconnexion avec le réseau existant de la TransCanada près de Saint-Lazare (Québec) jusqu'à divers points de livraison situés dans la province du Québec et au-delà, dans les provinces Maritimes. Il s'agissait de la première requête de la société relative à des droits. Au moment de la requête, la construction du gazoduc se poursuivait en direction de Québec et la canalisation a depuis atteint cette ville.

Après une longue audience publique tenue en décembre 1982 et en janvier, février et mars 1983,

l'Office a publié ses motifs de décision datés de juin 1983. Dans une requête datée du 11 août 1983, la TQM présentait à l'Office, conformément à l'article 17 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, une requête en révision de la décision de juin 1983. La TQM a adopté dans sa requête la position selon laquelle les droits approuvés par l'Office dans sa décision de juin 1983 n'étaient pas justes et raisonnables. L'Office a rejeté cette requête le 29 août 1983.

Le 7 septembre 1983, la TQM a déposé auprès de la Cour d'appel fédérale, conformément à l'article 28 de la Loi sur la Cour fédérale, une requête en annulation de la décision prise par l'Office le 29 août 1983 quant à la requête en révision. En outre, le 26 septembre 1983, la TQM a présenté à la Cour d'appel fédérale conformément au paragraphe 18(1) de la Loi sur l'Office national de l'énergie, une requête en appel de la décision de l'Office du 29 août 1983 rejetant la requête en révision ainsi que la décision prise par l'Office en juin 1983 en ce qui concerne la requête relative aux droits. La TQM a prétendu que les droits approuvés par l'Office n'étaient pas justes et raisonnables, que l'Office avait commis une faute en ne donnant pas ses motifs lors de la décision du 29 août 1983, et que les raisons qu'avait données l'Office dans ses motifs de décision de juin 1983 n'étaient pas pertinentes.

Une question préliminaire a été soulevée par la société devant la Cour d'appel fédérale. La TQM, conformément aux règles 1301(3) et 1402 de la Cour, a demandé que l'Office distribue à la Cour des exemplaires de ses notes de service internes et des documents du personnel en ce qui concerne la requête relative aux taux et à la requête en révision. L'Office a refusé de fournir ces renseignements étant donné qu'ils ne font pas partie des dossiers sur lesquels sont fondées les décisions de l'Office et la TQM a demandé l'avis de la Cour à cet égard. Cette question préliminaire doit être résolue avant que la Cour se prononce sur l'autorisation d'appel ou sur la requête en vertu de l'article 28. On prévoit que la requête en autorisation d'appeler ne sera pas entendue avant le début de 1984.

Canton de Flamborough

Dans une requête datée du 27 mai 1982, modifiée le 20 octobre 1982, le Pipe Line Interprovincial Limitée (PIL) a présenté à l'Office en vertu de l'article 49 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, une requête en exemption des dispositions des articles 26 à 29 de la Loi relativement à certaines modifications à la canalisation n^{O} 8 de la PIL. La PIL est propriétaire et exploitante d'un réseau d'oléoducs servant au transport du pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides, y compris des liquides de gaz naturel, de l'Ouest canadien jusqu'à Montréal. Ce pipeline relie l'Alberta aux États-Unis après avoir traversé la frontière Manitoba - États-Unis. Il pénètre à nouveau au Canada à Sarnia (Ontario). Le tronçon américain du pipeline est détenu et exploité par la Lakehead Pipeline, filiale à part entière de la PIL. La canalisation n^{O} 8 de la PIL parcourt environ 210 kilomètres depuis Sarnia jusqu'aux environs de Westover en Ontario. Cette canalisation transporte actuellement du pétrole brut de Sarnia jusqu'à Bronte (Ontario) et jusqu'à la station de Westover, propriété de la PIL, pour acheminement ultérieur jusqu'aux marchés de Buffalo (État de New York) et de Nanticoke (Ontario).

Les modifications demandées portaient sur les propositions d'affecter la canalisation n^{O} 8 exclusivement à la desserte du propane. Les liquides de gaz naturel seraient livrés à Sarnia et fractionnés à cet endroit. Le propane serait alors injecté par l'installation de fractionnement dans la canalisation n^{O} 8 pour livraison à une installation proposée de chargement sur camions et wagons-citernes que construirait la PIL près de Westover. Le produit serait transporté par wagons-citernes et par camions-citernes de Westover jusqu'aux marchés. Par l'ordonnance XO-1-83 datée du 4 mai 1983, l'Office a autorisé les modifications demandées visant à affecter la canalisation n^{O} 8 à la desserte du propane. Cependant, en réponse aux préoccupations des pouvoirs locaux et des propriétaires de terrain dans le canton de Flamborough (Ontario), en ce qui concerne l'emplacement des installations de chargement sur camions et wagons dans leur région, l'Office, par l'ordonnance n^{O} MH-1-83 datée du 7 juillet 1983, a ordonné que soit tenue une audience publique visant à réviser cette partie de la décision du 4 mai 1983 approuvant l'emplacement des installations de chargement de propane sur camions et wagons.

Au cours de l'audience publique, le canton de Flamborough a mis en question la compétence de l'Office vis-à-vis du projet. Le canton a fait valoir que la canalisation n^{O} 8 n'était pas un oléoduc allant au-delà des limites d'une province étant donné que le propane devait être injecté dans la canalisation à Sarnia et qu'il devait être extrait de cette canalisation en Ontario. En outre, le canton s'est opposé à l'utilisation de l'article 49 pour justifier les modifications proposées. Dans une décision rendue le 17 août 1983, l'Office a

conclu qu'il avait la compétence nécessaire sur l'oléoduc et que les modifications proposées étaient prévues par l'article 49. À l'audience, on a soulevé une objection en vertu de laquelle il existait une crainte raisonnable de partialité de la part d'un membre de l'Office siégeant à l'audience publique. Le membre de l'Office avait eu, plusieurs années auparavant, des rapports professionnels avec l'un des témoins de l'IPL lorsque tous deux étaient associés à une autre société qui n'était pas soumise au Règlement de l'Office sur les oléoducs. Au moment de cette association professionnelle, ni le membre de l'Office ni le témoin de l'IPL n'avait participé à la proposition de l'IPL en ce qui concerne la canalisation nº 8. Dans une décision datée du 8 septembre 1983, l'Office a jugé qu'il n'y avait aucune crainte raisonnable de partialité.

Le 3 octobre 1983, la Cour d'appel fédérale a accepté la requête du canton de Flamborough et des autres parties intéressées, en appel des décisions de l'Office des 17 août et 8 septembre 1983 conformément au paragraphe 18(1) de la Loi sur l'Office national de l'énergie. On prévoit que l'appel sera entendu au début de 1984.

Canadian Pacific Airlines

En octobre 1982, la société Canadian Pacific Airlines (CP Air) a intenté une poursuite devant la Cour fédérale du Canada, Division de première instance, à l'encontre du procureur général du Canada et de l'Office, pour obtenir une déclaration selon laquelle la Loi sur l'Office national de l'énergie telle qu'elle existait ne stipulait pas que la consommation de carburant aviation sur les vols internationaux de CP Air était assujettie à des licences en vertu de la Loi sur l'ONÉ, et selon laquelle l'Office n'avait pas la compétence de délivrer des licences à l'égard de ce carburant ni à fixer des prix minimaux pour la vente de ce carburant à CP Air par ses fournisseurs. La délivrance de licences d'exportation de ce type de carburant était en vigueur de mai 1981 à avril 1983. Par suite du dépôt par l'Office de ses conclusions, la Cour a rejeté en février 1983 une motion présentée par CP Air en vue d'obtenir une décision sur un point de droit qui, si la motion avait été acceptée, aurait accordé au plaignant une part importante des questions en litige. L'affaire doit être entendue en temps et lieu.

Wardair Canada (1975) Ltd.

En août 1983, Wardair a intenté, contre le procureur général du Canada et l'Office, des poursuites en justice qui sont pratiquement semblables aux poursuites intentées par CP Air. En plus des déclarations semblables à celles que désirait obtenir CP Air, Wardair cherchait à obtenir des déclarations, d'une part sur l'invalidité constitutionnelle de la Loi sur l'Office national de l'énergie dans la mesure où elle autorise la modification ou l'établissement des prix que devait payer Wardair pour le carburant aviation consommé lors des vols internationaux, et, d'autre part, de l'invalidité de toutes les décisions relatives à des licences rendues par l'Office en raison de prétendues erreurs de substance et de procédures commises par l'Office dans l'exercice de sa compétence. Wardair cherche aussi à obtenir des injonctions empêchant l'application des décisions de l'Office en ce qui concerne ces licences. La défense procède actuellement au dépôt de ses conclusions.

EXPORTATIONS NON AUTORISÉES ET PERCEPTION DES REDEVANCES D'EXPORTATION

Au cours de l'année, l'Office a aidé au ministère de la Justice à poursuivre plusieurs parties pour avoir exporté du pétrole sans licence ou en violation d'une licence. Trois accusations ont été portées en 1983.

Dans le cadre de ses responsabilités en vertu de la Loi sur l'administration de l'énergie, qui consistent à percevoir les redevances sur le pétrole exporté, l'Office a, de concert avec le ministère de la Justice, intenté deux poursuites en justice pour percevoir des redevances non payées. Ces deux poursuites sont défendues.

Comparution devant la Commission sur les pratiques restrictives du commerce (CPRC)

En réponse à des demandes présentées par le directeur des enquêtes et recherches (Consommation et Corporations Canada) et par le directeur exécutif de l'enquête sur l'industrie pétrolière au nom de la Commission, l'Office a fourni à la CPRC la seconde partie de son mémoire qui portait sur la phase de production et des pipelines. Les hauts fonctionnaires de la Direction du pétrole ont comparu devant la Commission le 24 mai 1983 pour répondre à des questions sur ce second mémoire.

Lois et réglementation

Voici une description des changements qui ont été apportés en 1983 à la Loi, aux règlements ou règles en vertu desquels fonctionne l'Office.

MODIFICATIONS À LA LOI SUR L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Projet de Loi C-108

Le projet de Loi C-108 a apporté d'importants changements à la Loi sur l'ONÉ. Les articles 1 à 11 et 14 à 31 inclusivement, du projet de Loi C-108 ont été promulgués en juillet 1982 et ont été étudiés dans le rapport annuel de l'an dernier. Les articles 12, 13 et 32 ont été promulgués et sont entrés en vigueur le 1er février 1983.

L'article 32 du projet de Loi C-108 a établi l'article 90.1 de la Loi sur l'Office national de l'énergie. En vertu de cet article, le gouverneur en conseil peut prévoir par décret l'application «à toute installation qui doit être construite et exploitée aux fins de transmission de la force motrice d'un endroit situé dans une province à un autre endroit au Canada situé à l'extérieur de cette province», des dispositions de l'article de la Loi s'appliquant effectivement aux lignes internationales de transport d'électricité.

L'article 12 a étendu l'application de la partie de la Loi sur l'ONÉ portant sur les pipelines et les sociétés pipelinières aux lignes internationales de transport d'électricité pour les questions relatives aux emprises et aux terrains, y compris les dispositions d'expropriation de terrains en vue de la construction de ces lignes. Ce changement s'appliquerait également à toutes les installations interprovinciales désignées.

L'article 13 a étendu l'application des dispositions de la partie V de la Loi sur l'Office national de l'énergie, à l'exception des articles 63 et 80, aux lignes internationales de transport d'électricité. Auparavant, la partie V ne s'appliquait qu'aux pipelines. Cette modification a eu pour effet d'assujettir les lignes internationales de transport d'électricité aux nouvelles procédures de négociation et d'arbitrage établies par l'adoption, par le Parlement, du Bill C-160 en mars 1983.

Projet de Loi C-60

D'autres modifications à la Loi sur l'ONÉ sont intervenues après promulgation, le 1er mars 1983, du projet de Loi C-60, en ce qui concerne les procédures d'expropriation des terrains acquis pour la construction de pipelines et de lignes de transport d'électricité. L'effet du projet de Loi C-60 peut être décrit de la façon suivante.

Lorsqu'une société présente à l'Office pour approbation un plan, un profil et un livre de renvoi, elle doit aussi signifier aux propriétaires touchés qu'elle demande cette approbation. Si l'Office reçoit des objections à la proposition particulière de tracé présentée par la société en question, il doit tenir une audience publique pour examiner toutes les représentations des propriétaires fonciers afin de déterminer le meilleur tracé possible pour la ligne en question ainsi que le calendrier et la méthode de construction les plus appropriés. Si l'Office ne reçoit pas d'objection dans les délais précisés, il peut immédiatement approuver un plan, un profil et un livre de renvoi. L'Office a aussi le droit d'établir des coûts, notamment les coûts raisonnables engagés par une personne qui a fait une représentation à l'audience publique.

Une société peut acquérir des terrains pour y installer une ligne de transport d'électricité uniquement en conformité avec une entente d'acquisition de terrains ou, en l'absence d'une telle entente, en conformité avec les nouvelles procédures de négociation et d'arbitrage. Ces nouvelles dispositions sont très précises quant aux éléments qui doivent être inclus dans une entente ou dans l'adjudication des coûts. Il existe notamment une exigence de révision de l'entente tous les cinq ans lorsque des paiements annuels ou périodiques sont faits à titre d'indemnisation.

Lorsqu'une société et un propriétaire de terrain ne peuvent se mettre d'accord sur le montant payable soit pour l'indemnisation relative au terrain soit pour les dommages résultant des opérations de la société, l'une ou l'autre partie peut signifier son intention de négocier au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources qui doit à son tour nommer un négociateur.

Si le négociateur ne parvient pas à une entente, ou si les parties désirent s'épargner les délibérations de la négociation, l'une ou l'autre peut immédiatement demander que la question soit tranchée par arbitrage. Ce processus est mené par un comité d'arbitrage nommé par le Ministre. Aucun membre, agent ou employé de l'Office national de l'énergie ne peut être membre d'un comité d'arbitrage. En ce qui concerne les propriétaires fonciers dont les terres ont été expropriées, l'adjudication des coûts peut prendre la forme soit d'une somme forfaitaire soit de paiements périodiques, et en ce qui concerne les propriétaires fonciers dont les terres sont touchées, de paiements périodiques seulement.

Le projet de Loi a aussi institué une procédure selon laquelle une société peut obtenir une ordonnance lui donnant le

droit immédiat de pénétrer sur les terrains dont elle a besoin. Lorsqu'elle demande une telle ordonnance, la société doit aussi le signifier au propriétaire de terrains touché. Celui-ci a alors le droit de faire une représentation à l'Office afin de recevoir une indemnisation préalable et de faire établir cette indemnisation par arbitrage.

Projet de Loi C-87

Le 1er février 1983, le projet de Loi C-87 a été promulgué. Ce projet modifiait la Loi sur l'ONÉ en autorisant le gouverneur en conseil à nommer des membres temporaires de l'Office jusqu'à concurrence de six à tout moment.

MODIFICATIONS AUX RÈGLEMENTS D'APPLICATION DE LA LOI SUR L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Règlement sur l'Office national de l'énergie (partie VI)

Ce règlement, qui porte sur l'exportation et l'importation de pétrole, de gaz et d'électricité, a été modifié plusieurs fois en cours d'année.

L'ancien article 14 du Règlement qui prévoyait une révision périodique du prix d'exportation du gaz naturel et un redressement à cet effet, a été abrogé. La procédure est maintenant régie par l'article 85 de la Loi sur l'ONÉ.

Les paragraphes 2(1) et 16(4) ont été modifiés pour rendre conforme au Système international d'unités la définition de la puissance électrique et de l'énergie, et pour donner des éclaircissements sur la méthode à employer pour mesurer l'électricité.

Une modification à l'article 27 a éliminé l'exigence de la tenue d'une audience pour la délivrance de licences d'une durée supérieure à un an pour l'exportation de produits pétroliers produits en vertu d'une entente de traitement de pétrole brut importé.

L'article 17 a été modifié pour donner à l'Office le pouvoir d'autoriser ses vérificateurs ou toute autre personne autorisée à pénétrer dans des lieux et à inspecter des dossiers ou de l'équipement relatif à l'importation de pétrole au Canada.

Plusieurs modifications aux articles 24 à 34, inclusivement, ont été apportées pour autoriser des exportations de pétrole par décrets au lieu de licences lorsque du pétrole doit être exporté et importé par la suite, ou lorsque du pétrole doit être exporté conformément à un échange.

Le Règlement de la partie VI a aussi été modifié par le projet de conservation des dossiers (voir ci-dessous) et par suite de l'interruption du programme de redevances de recouvrement en matière de carburant de soute (voir aussi ci-dessous).

Règlement sur les oléoducs

Une modification à l'article 133 du Règlement sur les oléoducs a délimité les dispositions du Règlement applicables aux nouveaux pipelines à haute pression de vapeur et celles applicables aux pipelines existants à haute pression de vapeur pour lesquels un certificat avait été délivré avant le 1er mai 1983.

Ce règlement a aussi été modifié par le projet de conservation des dossiers (voir ci-dessous).

Règlement sur les gazoducs

Ce règlement a été modifié afin de redéfinir la définition de gazoduc et d'ajouter un nouvel article qui stipule que le gaz à l'état liquide lors du transport, doit être transporté dans un gazoduc conçu et construit conformément à la partie X du Règlement sur les oléoducs.

Ce règlement a également été modifié par le projet de conservation des dossiers (voir ci-dessous).

Règlement sur la signification

Ce règlement a été approuvé par le gouverneur en conseil en février 1983. Il s'ajoute aux dispositions de la Loi sur l'ONÉ telle qu'elle a été modifiée par le projet de Loi C-60 (voir ci-dessus), et il prévoit la signification autrement que de façon personnelle, d'un avis à un propriétaire foncier.

Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs

Approuvé par le gouverneur en conseil en février, ce règlement entièrement révisé remplace celui qui était entré en vigueur en 1969.

Ce règlement a aussi été modifié par le projet de conservation des dossiers (voir ci-dessous).

Règlement sur les prix d'exportation du gaz

Le gouverneur en conseil a établi en avril le Règlement sur les prix d'exportation du gaz afin de prescrire le prix du gaz naturel exporté aux termes du Règlement (partie VI). Ce nouveau règlement a été une conséquence directe de la déclaration du Ministre en ce qui concerne une réduction du prix du gaz naturel à l'exportation, à compter du 11 avril 1983.

En juillet, le règlement a été modifié afin d'y inclure un Barème de prix incitatifs en fonction du volume (BPIV). Selon ce barème, les exportateurs étaient en mesure de vendre des quantités de gaz

naturel en sus des niveaux de base établis, au taux incitatif de 3,17 $ US le gigajoule. Les quantités de base de gaz exporté ont continué d'être vendues au prix uniforme à la frontière. La première période du barème devait s'appliquer du 6 juillet 1983 au 31 octobre 1983.

En octobre, le BPIV a été modifié de nouveau afin d'en prolonger la durée du 1er novembre 1983 au 31 octobre 1984. Ces modifications ont inclus des changements dans la définition de la quantité de base, des changements dans les quantités de base actuelles et dans leur application à certaines licences pour la nouvelle période et plusieurs nouveaux articles qui autoriseraient des exportateurs particuliers à inclure une composante en matière de prix incitatifs pour le gaz exporté au cours de chaque mois.

Projet de conservation des dossiers

En 1982, le Cabinet a établi de nouvelles catégories pour préciser la période pendant laquelle le secteur privé doit conserver certains dossiers, conformément aux lois fédérales. En 1983, six règlements se rapportant à l'Office national de l'énergie et à la Loi sur l'administration de l'énergie ont été modifiés en conséquence:

- Règlement sur la conservation des dossiers des compagnies de pipelines
- Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs
- Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs
- Règlement sur les gazoducs
- Règlement sur les oléoducs
- Règlement sur l'Office national de l'énergie (partie VI)
- Règlement sur la Loi sur l'administration de l'énergie (partie III)

Programme de redevances de recouvrement en matière de carburant de soute

Dans son budget du 19 avril 1983, le ministre des Finances l'honorable Marc Lalonde a annoncé que le programme de redevances de recouvrement en matière de carburant de soute cesserait d'être en vigueur à compter du 1er mai 1983. Les règlements et les décrets ci-après traitant de ce programme ont été approuvés par le gouverneur en conseil à la fin du mois d'avril.

(i) Relevant de la Loi sur l'Office national de l'énergie

(a) *Règlement sur les prix à l'exportation (carburant pour aéronef)*

Une modification à ce règlement a aboli le prix minimal à l'exportation pour les carburants d'aviation à compter du 1er mai 1983.

(b) *Règlement, partie VI*

Une modification à ce règlement a aboli l'exigence d'une licence d'exportation pour les carburants acquis au Canada pour la consommation par des aéronefs et navires engagés dans le transport international.

(ii) Relevant de la Loi sur l'administration de l'énergie

(a) *Règlement sur la redevance de recouvrement en matière de carburant marin*

Ce règlement applique la partie I.1 de la Loi sur l'administration de l'énergie en ce qui concerne le carburant de soute marin, rétroactivement au 1er mai 1981.

(b) *Décret d'exemption du carburant marin exporté*

Ce décret exempte certaines exportations de carburant de soute marin des redevances de recouvrement en matière de carburant de soute imposées aux termes de la partie I.1 de la Loi sur l'administration de l'énergie, rétroactivement au 1er mai 1981.

(c) *Décret sur le tarif des redevances sur les carburants destinés au transport et exportés hors du Canada - Modification*

Ce tarif a été abrogé à compter du 1er mai 1983, dans le contexte de l'abolition des redevances de recouvrement en matière de carburant de soute.

MODIFICATIONS AU RÈGLEMENT SUR L'ADMINISTRATION DE L'ÉNERGIE

L'Office national de l'énergie est chargé de l'administration des dispositions des parties I, I.1 et III de la Loi sur l'administration de l'énergie. En plus des règlements relevant des articles de la Loi sur l'administration de l'énergie mentionnés ci-dessus (voir le projet de conservation des dossiers et le programme de

redevances de recouvrement en matière de carburants de soute), le règlement suivant a été modifié.

Le Règlement sur les prix du gaz naturel, 1982

Ce règlement qui relève de la partie III de la Loi a été modifié un certain nombre de fois en 1983 pour tenir compte, entre autres, de modifications aux prix payés pour la vente de gaz à l'extérieur de la province productrice, consécutives aux modifications au prix à la «frontière albertaine», et des coûts de transport approuvés par l'Office.

RÉFORME DE LA RÉGLEMENTATION

En 1983, l'Office a pris plusieurs initiatives dans le domaine de la réforme de la réglementation, dont les plus importantes sont les suivantes.

1. Afin de normaliser et de simplifier ses procédures, l'Office envisage le remplacement de ses Règles de pratique et de procédure existantes par de nouvelles Règles de procédure. L'Office a publié une ébauche de ces Règles en juillet afin d'obtenir des commentaires à leur sujet.

   L'Office étudie actuellement les commentaires reçus des parties intéressées.

2. L'Office a entrepris la révision de ses exigences en matière de renseignements pour les requêtes relatives à des installations pipelinières et de lignes d'électricité, aux termes des articles 44 et 49 de la Loi sur l'ONÉ.

   L'Office a l'intention de supprimer les lignes directrices établies dans le protocole d'instructions émis le 12 décembre 1963 qui se rapportent au concept de classe A, B et C en matière de construction pipelinière. On propose d'établir la distinction entre les sortes de requêtes en fonction des critères établis dans les articles 44 et 49 de la Loi.

   En ce qui concerne les requêtes pipelinières présentées aux termes de l'article 44 de la Loi, l'Office envisage de modifier les parties I et II de l'Annexe des Règles de pratique et de procédure pour les gazoducs et les oléoducs respectivement, afin de tenir compte des pratiques courantes en matière de requêtes.

   En ce qui a trait aux requêtes pipelinières présentées aux termes de l'article 49 de la Loi, l'Office a rédigé deux nouvelles parties, soit VIII et IX à l'Annexe des Règles de pratique et de procédure, pour les gazoducs et les oléoducs respectivement, qui précisent les renseignements que doit déposer un réquérant.

   Une nouvelle partie X aux Règles de pratique et de procédure a aussi été rédigée afin de tenir compte des renseignements en matière d'emprise que doit déposer un requérant qui présente une demande aux termes des articles 44 et 49 de la Loi.

   En juin, l'Office a invité les sociétés pipelinières relevant de sa compétence à présenter des commentaires sur une ébauche des cinq parties citées précédemment. Suite aux commentaires recueillis auprès d'un certain nombre de parties, l'Office a tenu des réunions en décembre avec les sociétés, afin de discuter de leurs suggestions.

3. En septembre, l'Office a organisé une réunion avec les sociétés pipelinières qui relèvent de sa compétence afin d'étudier une ébauche de document préparée par l'Office quant à sa méthode de réglementation des sociétés aux termes de la partie IV de la Loi (droits et tarifs). L'ébauche a été modifiée à la suite des mémoires déposées par ces sociétés.

   En novembre, l'ébauche révisée a été envoyée à toutes les parties intéressées qui ont participé aux audiences en matière de droits et de tarifs de l'Office depuis janvier 1981.

4. L'Office a présenté le concept d'une «audience préliminaire», afin de donner aux sociétés l'occasion de discuter de projets importants au moyen d'une évaluation préliminaire.

   L'idée qui a donné lieu à cette méthode est une recommandation du rapport du Groupe de travail Horte sur le coût de construction des pipelines, à savoir que les promoteurs aient l'occasion de présenter des projets importants aux fins d'une évaluation préliminaire par l'Office et le gouvernement.

   Cette proposition a déjà fait l'objet de discussions avec Mobil Oil Canada Limited et ses associés en ce qui concerne le projet Venture, avec la Polar Gas et la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, en ce qui a trait au dépôt imminent de requêtes importantes par ces organismes.

5. En octobre, l'Office a envoyé aux sociétés pipelinières sous sa compétence et aux autres parties intéressées, une ébauche du Règlement sur les renseignements se rapportant

aux frais de construction et aux droits. Ce règlement précise les renseignements que doivent produire les sociétés qui construisent et exploitent un pipeline et il doit remplacer celui sur les renseignements relatifs aux droits, de même que le Protocole d'instructions de l'Office du 21 octobre 1966.

6. L'Office a entamé une étude du Règlement sur les oléoducs et du Règlement sur les gazoducs dans le but d'envisager la possibilité de consolider ces deux règlements.

   En avril, l'Office a sollicité des commentaires sur ces règlements auprès des sociétés pipelinières relevant de sa compétence. Les réponses faisaient encore l'objet d'une étude à la fin de l'année.

7. L'Office s'attend que des règlements en matière de sécurité devront être rédigés en ce qui concerne les pipelines au large des côtes. Des représentants de l'ACNOR, de l'Office, de l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada (APGTC) et de l'industrie travaillent ensemble à l'élaboration de ces règlements, dont une première ébauche devrait être produite au cours de 1984.

   Le personnel de l'Office et de l'APGTC s'assurent en même temps que les règlements en matière de sécurité des deux organismes sont conformes et cohérents.

8. En février, l'Office a proposé des modifications aux renseignements à produire pour les requêtes en vue de l'obtention de certificats et de licences en matière d'électricité. On retrouve actuellement ces renseignements dans la partie III de l'Annexe des Règles de pratique et de procédure et dans la partie VI du Règlement, respectivement. Les commentaires des parties font actuellement l'objet d'un examen.

Organigramme de l'Office national de l'énergie

L'Office n'a fait l'objet d'aucun changement important en 1983. Pour l'exercice financier 1983-1984, le budget de l'Office s'élève à 25,2 millions de dollars et le nombre d'années-personnes à 462. L'Office offre ses services au public dans les deux langues officielles.

Directeur exécutif

Le directeur exécutif est chargé de l'administration quotidienne de l'Office, y compris de l'acquisition et de la répartition des ressources humaines et financières et des efforts en vue d'assurer l'efficience et l'efficacité des activités et des opérations de l'Office. Le directeur des projets et de la planification est chargé de renforcer l'efficacité du soutien du personnel en particulier en ce qui concerne les audiences publiques. Il est aussi chargé de la planification et de la coordination du travail des équipes du personnel pour répondre aux exigences des comités permanents.

Directeur général des études énergétiques

Le directeur général des études énergétiques est chargé d'assurer la coordination efficace et la synthèse de toutes les questions se rapportant à l'offre, à la demande et aux excédents d'énergie. Il coordonne les études énergétiques importantes et de grande portée qui mettent en jeu une vaste gamme de disciplines et les enquêtes portant sur l'offre, la demande et l'excédent d'énergie en vertu de la partie II de la Loi sur l'ONÉ. Il est chargé d'assurer l'intégration des systèmes et des services d'information et de traitement pour l'Office.

Direction des services administratifs

La Direction des services administratifs est chargée de la coordination et de l'administration des politiques et de la prestation de conseils et de services dans les secteurs des finances, du personnel, de l'administration générale, des langues officielles et de la sécurité. L'Office est également chargé de l'administration de la perception des redevances d'exportation du pétrole.

Direction de l'économique

La Direction de l'économique fournit des conseils à l'Office sur les questions d'ordre économique et socio-économique, sur la demande énergétique à long terme et sur les prévisions macro-économiques de l'économie canadienne. Elle gère également un service de statistique en matière d'énergie.

La Direction prépare des analyses des incidences des projets énergétiques proposés sur l'économie canadienne, sur celle des régions et sur les avantages économiques nets pour les Canadiens. Elle étudie également les répercussions socio-économiques de tels projets et évalue la possibilité de participation des Canadiens à un projet («canadianisation»).

Direction de l'électricité

La Direction de l'électricité est chargée de l'accord de licences d'exportation d'électricité et de certificats relatifs aux lignes internationales de transport d'électricité de même que la surveillance réglementaire. Cette Direction prépare également des prévisions de l'offre et de la demande en électricité pour les utiliser lors des requêtes en matière d'électricité ou autres; elle surveille étroitement la situation du marché américain et donne des conseils sur les questions se rapportant à la production, au transport, à la vente et à l'échange d'électricité relevant de la compétence du gouvernement fédéral.

Direction des approvisionnements énergétiques

La Direction des approvisionnements énergétiques est chargée de conseiller l'Office sur les questions d'exploration pétrolière et gazière, de forage et de production, de fournir les tendances prévisionnelles de l'approvisionnement de pétrole et de gaz à partir des sources classiques, des sables bitumineux et des sources synthétiques. La Direction calcule de façon indépendante les réserves et la possibilité de livraisons du gaz, et les réserves et le potentiel de production du pétrole. Le bureau de Calgary de la Direction des approvisionnements énergétiques se charge du calcul, gisement par gisement, des réserves de gaz et de pétrole.

Direction de la réglementation financière

La Direction de la réglementation financière est principalement chargée des taux, droits et tarifs en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ et de la partie II de la Loi sur le pipe-line du Nord, des conseils d'ordre financier relatifs aux parties II, III et VI de la Loi sur l'ONÉ et de la vérification des redevances d'exportation de pétrole et des frais de transport se rapportant aux parties I et III de la Loi sur l'administration de l'énergie. Elle est également chargée de la vérification des comptes des sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office et de la surveillance du rendement économique des pipelines.

Direction du gaz

La Direction du gaz est le point central de toutes les activités de réglementation relatives au gaz et aux produits du gaz, conformément à la partie VI de la

Loi sur l'ONÉ, de même que de la surveillance et du contrôle de toutes les questions associées aux obligations de l'Office dans le cadre de l'administration des prix du gaz canadien en vertu de la partie III de la Loi sur l'administration de l'énergie. La Direction joue également un rôle de soutien dans toutes les activités de réglementation qui se rapportent au gaz et aux produits du gaz, conformément aux parties II, III et IV de la Loi sur l'ONÉ.

Direction du contentieux

La Direction du contentieux est chargée de conseiller l'Office sur ses pouvoirs et l'application juridique de ceux-ci aux industries énergétiques canadiennes relevant de sa compétence, y compris les répercussions possibles de l'application de ces pouvoirs.

Bureau du Secrétaire

Le Bureau du Secrétaire assure la coordination et le contrôle administratif de toutes les questions amenées officiellement devant l'Office ou ses comités permanents; il prépare et garde les ordres du jour, les procès-verbaux, les documents statutaires et d'autres dossiers officiels de l'Office; il reçoit et publie toutes les communications de l'Office et se charge de lui fournir un service de communications avec le public, un centre d'information-bibliothèque ainsi qu'un service d'arts graphiques et de composition typographique.

Direction du pétrole

La Direction du pétrole est chargée de fournir des conseils dans le domaine général des questions énergétiques liées au pétrole, y compris les redevances d'exportation, l'octroi de licences d'exportation de pétrole brut et de produits pétroliers, le contrôle des échanges internationaux de pétrole, la répartition de pétrole brut canadien et la question des marchés, du traitement et de la distribution du pétrole et l'équilibre à court terme de l'offre et de la demande pour les charges d'alimentation et les produits pétroliers. Toutes ces questions relèvent des parties I et II de la Loi sur l'administration de l'énergie et des parties II, IV et VI de la Loi sur l'ONÉ.

Direction des pipelines

La Direction des pipelines est principalement chargée des questions relatives aux certificats relatifs aux pipelines délivrés en vertu de la partie III de la Loi sur l'ONÉ. Elle constitue la principale source de conseils pour l'Office sur les coûts en capital et de fonctionnement et sur les questions d'ingénierie, de sécurité, d'emprise et d'environnement, conformément aux responsabilités de l'Office en ce qui concerne les pipelines en vertu des parties II, IV, V et VI de la Loi sur l'ONÉ et en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord. La Direction est en outre chargée de réglementer toutes les installations pipelinières relevant de la compétence de l'Office, en ce qui concerne la sécurité, les questions environnementales et les modalités des certificats. La Direction accomplit cette tâche principalement par l'application régulière de programmes d'inspection.

Direction du développement des systèmes

La Direction du développement des systèmes est chargée des services des systèmes informatiques et du soutien en matière de traitement des données et des textes auprès de l'Office, y compris des services de consultation sur l'exploitation des ordinateurs, la gestion des données, la conception et la mise au point des programmes. Elle fournit des services de consultation pour assurer la disponibilité et l'introduction des techniques de pointe en matière de traitement des données et de leurs applications et pour la fourniture de matériel et de logiciel d'ordinateur suffisant et correspondant au milieu d'exploitation de l'Office.

BUREAU DU DIRECTEUR EXÉCUTIF

R. St.G. Stephens	Directeur exécutif
J.S. Klenavic	Directeur des projets et de la planification
G.H. Shaw	Chef de la planification et des études de programme
W. Ganim	Chef de la vérification interne

ÉTUDES ÉNERGÉTIQUES

K.W. Vollman	Directeur général

DIRECTION DES SERVICES ADMINISTRATIFS

S.H. Goldstein	Directeur
N. Grace	Directeur adjoint (administration)
M.J. McNamara	Directeur adjoint (finance)
J.L. Thompson	Directeur adjoint (personnel)

DIRECTION DE L'ÉCONOMIQUE

P.L. Miles	Directeur
R.E. Jackson, Jr.	Directeur adjoint intérimaire (analyse économique)
J.S. Oh	Directeur adjoint (règlementation et statistiques énergétiques)
(Poste vacant)	Directeur adjoint (prévision de la demande et du marché énergétique)

DIRECTION DE L'ÉLECTRICITÉ

E.S. Bell	Directeur
A.N. Karas	Directeur adjoint (planification)
T. Olszewski	Directeur adjoint (opérations)

DIRECTION DES APPROVISIONNEMENTS ÉNERGÉTIQUES

W.A. Hiles	Directeur
E. Kutney	Directeur adjoint (géologie et réserves)
K. Poole	Directeur adjoint (approvisionnements en gaz)
G.C. Hos	Directeur adjoint (pétrole et autres sources d'énergie)

DIRECTION DE LA RÉGLEMENTATION FINANCIÈRE

D.D. Epp	Directeur
C.M. Yeates	Directeur adjoint (recherche et études particulières)
G.S. Johnson	Directeur adjoint (gaz)
A. Brown	Directeur adjoint intérimaire (pétrole)
J.W. Bigelow	Vérificateur en chef (pipe-line du Nord)

DIRECTION DU GAZ

S.R. Ironstone	Directeur
A.L. Browne	Directeur adjoint (industrie du gaz et analyse des marchés)
R.S. Green	Directeur adjoint (réglementation du gaz et licences)

DIRECTION DU CONTENTIEUX

F.H. Lamar, c.r.	Conseiller juridique
(Poste vacant)	Avocat - conseiller adjoint

BUREAU DU SECRÉTAIRE

G. Yorke Slader	Secrétaire
I. Melzer	Secrétaire adjoint intérimaire

DIRECTION DU PÉTROLE

P.G. Scotchmer	Directeur
B.P. Leakey	Directeur adjoint (évaluations)
R.B. Stevens	Directeur adjoint (opérations)

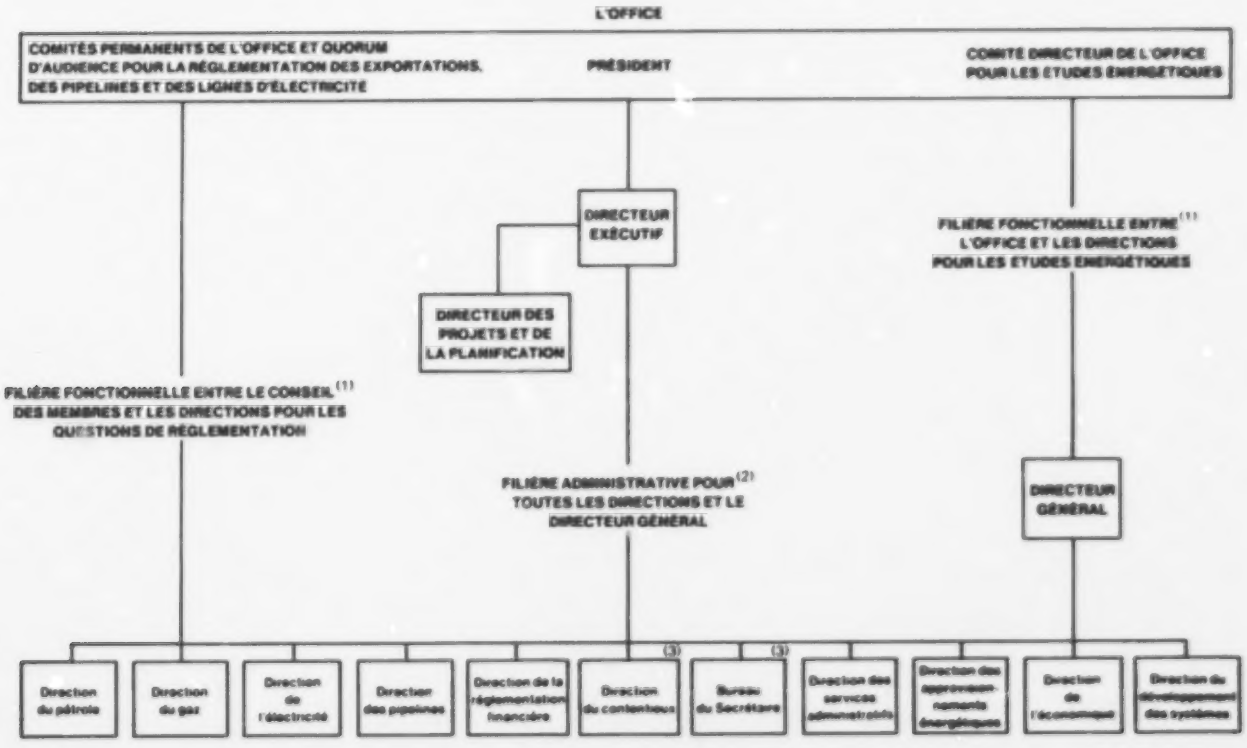
DIRECTION DES PIPELINES

T.S. Shwed	Directeur
G.G. Perreault	Directeur adjoint intérimaire (génie)
P.A. Carr	Directeur adjoint (environnement et emprises)
E.L.M. Gordon	Directeur adjoint (construction et opérations)

DIRECTION DU DÉVELOPPEMENT DES SYSTÈMES

D. Emmens	Directeur
K.E. Begley	Directeur adjoint(systèmes et exploitation)
K.S. Song	Directeur adjoint (planification et base des données)

ORGANIGRAMME
OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE



(1) Fonctionnelle signifie qui se rapporte aux activités qui ont des rapports primaires avec les attributions statutaires de l'Office.

(2) Administratif se rapporte aux activités qui portent surtout sur la gestion du personnel de l'Office et sur la prestation de ressources humaines et financières.

(3) Le Secrétaire et l'avocat général exécutent des fonctions presque juridiques et ils relèvent directement du Président pour certaines questions.

Annexes

		Page
Gaz naturel et produits dérivés		
G-I	Certificats de commodité et de nécessité publiques délivrés en 1983 pour des gazoducs.	65
G-II	Ordonnances relatives à de nouvelles installations de gazoducs délivrées en 1983—classes B et C.	65
G-III	Nouvelles licences et ordonnances d'exportation de gaz naturel, d'éthane, d'éthylène, de propane et de butanes délivrées en 1983.	66
G-IV	Licences et ordonnances d'exportation de gaz naturel, de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vigueur au 31 décembre 1983.	76
G-V	Exportations de gaz naturel.	90
G-VI	Nouvelles licences et ordonnances d'importation de gaz naturel et d'éthane délivrées en 1983.	93
G-VII	Licences et ordonnances d'importation de gaz naturel, de propane, de butanes, d'éthane, et d'éthylène en vigueur au 31 décembre 1983.	93
G-VIII	Importations de gaz naturel.	97
G-IX	Exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et ordonnances à long terme—1983.	98
G-X	Importations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences d'ordonnances à long terme—1983.	101
G-XI	Exportations nettes de propane et de butanes.	103
Pétrole et produits pétroliers		
O-I	Certificats de commodité et de nécessité publiques délivrés en 1983 pour des oléoducs.	105
O-II	Ordonnances délivrées en 1983 pour de nouvelles installations d'oléoducs—classes B et C.	105
O-III	Exportations de pétrole brut et d'équivalents vers les États-Unis 1983 et 1982.	107
O-IV	Redevances d'exportation sur le pétrole brut et les produits pétroliers raffinés—1983.	108
O-V	Échanges de pétrole brut et d'équivalents avec les États-Unis via les réseaux pipeliniers du milieu du continent—1983	108
O-VI	Expéditions au titre d'échange—Est du Canada—1983.	108
O-VII	Exportations de produits pétroliers et importations de mazout lourd autorisées par des licences—1983.	109
O-VIII	Exportations autorisées de carburants de soute d'aviation et de marine pour le transport international.	109
Puissance électrique et énergie		
E-I	Certificats de commodité et de nécessité publiques délivrés en 1983, en vertu de l'article 44, pour des lignes internationales de transport d'électricité.	110
E-II	Ordonnance relative à une ligne internationale de transport d'électricité délivrée en 1983.	110

E-III	Licences d'exportation de puissance et d'énergie électriques délivrées en 1983 en vertu de l'article 82.	110
E-IV	Ordonnances d'exportation de puissance et d'énergie électrique délivrées en 1983.	111
E-V	Exportations d'énergie électrique—année civile 1983.	112
E-VI	Énergie électrique: total des approvisionnements canadiens, et commerce avec les États-Unis—année civile 1983.	114

Sommaire

S-I	Nombre total de certificats, de licences, de permis, d'ordonnances et d'autorisations délivrés par l'Office entre 1959 et 1983.	114

G-I

CERTIFICATS DE COMMODITÉ ET DE NÉCESSITÉ PUBLIQUES DÉLIVRÉS EN 1983 POUR DES GAZODUCS

Aucun certificat n'a été délivré en 1983.

G-II

ORDONNANCES RELATIVES À DE NOUVELLES INSTALLATIONS DE GAZODUCS DÉLIVRÉES EN 1983 — CONSTRUCTION DE CLASSE «B»

REQUÉRANTE	ORDONNANCE	DATE DE DÉLIVRANCE	INSTALLATIONS	COÛT ESTIMATIF
				($)
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited	XG-6-83	83-07-08	Piquage des ventes	20 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-1-83	83-03-16	Station de comptage des ventes de Vaudreuil et travaux connexes	318 000
TransCanada PipeLines Limited	G-4-83	83-07-13	Installation au point de livraison et de piquage des ventes de Brighton	77 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-5-83	83-07-13	Installation au point de livraison et de piquage des ventes de Val Gagné	96 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-7-83	83-07-13	Station de comptage des ventes de Sabrevois	1 183 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-9-83	83-10-19	Station de comptage des ventes de Beauharnois	440 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-11-83	83-12-20	Compresseurs et canalisation de remplacement à la station de compression nº 209	1 650 000
Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XG-2-83	83-08-15	Station de comptage de Saint-Maurice et ouvrages connexes	1 650 000
Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XG-3-83	83-08-15	Station de comptage de L'Assomption et ouvrages connexes	316 000
Westcoast Transmission Company Limited	XG-8-83	83-10-12	Station de comptage nº 80 de Tumbler Ridge	178 700
Westcoast Transmission Company Limited	XG-10-83	83-11-09	Station de comptage nº 81 de Hixon	80 000

G-II (suite)

ORDONNANCES RELATIVES À DE NOUVELLES INSTALLATIONS DE GAZODUCS DÉLIVRÉES EN 1983 — CONSTRUCTION DE CLASSE «C»

REQUÉRANTE	ORDONNANCE	DATE DE DÉLIVRANCE	INSTALLATIONS	COUT ESTIMATIF
				($)
Alberta Natural Gas Company Ltd.	XGM-3-83	83-01-26	Modifications de gazoduc	999 585
Alberta Natural Gas Company Ltd.	XGM-4-83	83-02-09	Installation de robinets à tournant sphérique	313 525
Foothills Pipelines (Alta.) Ltd.			Saskatchewan—projets de stations de compression, modifications de stations de comptage, installations de ravitaillement pour hélicoptères, outils et matériel de travail	1 843 200
Foothills Pipelines (North B.C.) Ltd.			Canalisation de recyclage à la station de compression 394	451 000
Foothills Pipelines (Sask.) Ltd.	XGM-9-83	83-06-03	Alberta—stations de compression, corrosion, franchissements de ruisseaux	519 300
Foothills Pipelines (South B.C.) Ltd.			Foothills (SBC): Extensions de tiges de soupapes, mesures électroniques en temps réel	258 000
Foothills Pipelines (South Yukon) Ltd.			Toutes les sociétés—améliorations des tenures à bail, ameublement et équipement de bureau, outils et matériel de travail	5 263 900
ICG Transmission Holdings Ltd.	XGM-1-83	83-01-12	Installations de remplacement de stations de comptage	27 083
ICG Transmission Holdings Ltd.	XGM-8-83	83-04-13	Remplacement de canalisations, abaissement de drains, terrains et droits fonciers, ententes de nettoyage de la servitude et de l'emprise	47 400
Nïnell Pipeline Ltd.	XGM-7-83	83-04-13	Imprévus	5 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-5-83	83-02-16	Remplacement de canalisations, Protection contre la corrosion, modifications de stations, bâtiments, etc.	65 164 982
TransCanada PipeLines Limited	XGM-6-83	83-03-09	Modifications au système de télécommande, installations de filtres à eau	1 057 114
TransCanada PipeLines Limited	XMG-10-83	83-04-26	Modifications de stations, bâtiments	2 376 392
TransCanada PipeLines Limited	XGM-19-83	83-11-09	Modifications de canalisations	350 000
Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XGM-16-83	83-10-12	Remplacement de canalisations, protection contre la corrosion, bâtiments, etc.	974 887
Société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XGM-21-83	83-12-20	Route d'accès, turbine	123 425
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-2-83	83-01-19	Installations additionnelles à l'usine et modifications, camion-grue hydraulique, etc.	471 000

G-II (suite)

ORDONNANCES RELATIVES À DE NOUVELLES INSTALLATIONS DE GAZODUCS DÉLIVRÉES EN 1983 — CONSTRUCTION DE CLASSE «C» (suite)

REQUÉRANTE	ORDONNANCE	DATE DE DÉLIVRANCE	INSTALLATIONS	COÛT ESTIMATIF
				($)
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-11-83	83-08-08	Remplacement de canalisations, amélioration de stations, protection contre la corrosion, amélioration des communications, modernisation des installations de traitement et de soufre; équipement d'entrepôt, de bureau, équipement automobile et équipement d'aviation, etc.	21 339 100
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-12-83	83-08-22	Ajouts et modifications à la station de compression, équipement de bureau et équipement automobile, etc.	3 976 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-13-83	83-08-29	Communications, ajouts et modifications de stations de compression et d'installations, équipement automobile et équipement de bureau	1 887 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-14-83	83-07-13	Aéroport, poste de ravitaillement en carburant, système de contrôle des chaudières, réfection des tubes du condenseur de soufre, four de réaction, franchissements	5 117 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-15-83	83-07-17	Contrôles de ruptures de canalisations	2 114 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-17-83	83-10-12	Remplacement de canalisations, protection contre la corrosion, compresseurs et ouvrages connexes, installations radio, clôtures, vannes, protection contre les incendies, équipement mobile de secours, etc.	3 038 200
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-18-83	83-10-12	Opérateurs de vannes, systèmes de secours et modifications, compresseurs et ouvrages connexes, génératrices, modernisation de pupitres de commande, réinstallation de la station de comptage, capteur de boues, condenseur, analyseurs, remplacement des moteurs de refroidissement, appareils de surveillance, enregistreurs, instruments, équipement de bureau (micrographie, traitement de données), modifications de bâtiments, etc.	4 611 200
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-20-83	83-11-16	Vannes de traitement	418 000

G-III

NOUVELLES LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, D'ÉTHANE, D'ÉTHYLÈNE, DE PROPANE ET DE BUTANES DÉLIVRÉES EN 1983

CATÉGORIE D'ORDONNANCE	DÉTENTEUR	LICENCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE L'ORDONNANCE		VOLUMES MAXIMAUX EXPORTÉS($10^6 m^3$)
				DE	A	
Nouvelles licences d'exportation de gaz naturel	1. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-65	Kingsgate (Colombie-Britannique)	88-11-01	92-10-31	7 462.4
	2. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-66	Monchy (Saskatchewan)	88-11-01	92-10-31	24 874.9
	3. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-67	Kingsate (Colombie-Britannique)	86-11-01	92-10-31	20 619.1
	4. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-68	Kingsate (Colombie-Britannique)	89-11-01	92-10-31	4 237.5
	5. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-69	Kingsate (Colombie-Britannique)	87-11-01	92-10-31	7 646.4
	6. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-70	Niagara Falls (Ontario)	86-11-01	92-10-31	814.1
	7. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-71	Niagara Falls (Ontario)	89-11-01	92-10-31	206.7
	8. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-72	Aden (Alberta)	88-01-01	92-10-31	1 085.7
	9. Columbia Gas Development of Canada Ltd.	GL-74	Monchy (Saskatchewan)	88-01-01	92-10-31	1 981.3
	10. Consolidated Natural Gas Limited	GL-75	Monchy (Saskatchewan) Emerson (Manitoba)	87-11-01	89-10-31	2 792.0
	11. Dome Petroleum Limited	GL-76	Port Simpson Bay (Colombie-Britannique)	86-04-01	2001-03-31	62 761.0
	12. KannGaz Producers Ltd.	GL-77	Niagara Falls (Ontario)	84-11-01	96-10-31	13 567.0
	13. Niagara Gas Transmission Limited	GL-78	Cornwall (Ontario)	87-11-01	92-10-31	1 099.7
	14. ProGas Limited	GL-79	Emerson (Manitoba) Monchy (Saskatchewan)	87-11-01	89-10-31	1 880.0
	15. ProGas Limited	GL-80	Niagara Falls (Ontario)	84-11-01	96-10-31	5 442.1
	16. ProGas Limited	GL-81	Emerson (Manitoba)	83-11-01	95-10-31	20 196.7
	17. Sulpetro Limited	GL-82	Niagara Falls (Ontario)	83-11-01	91-10-31	4 653.7
	18. TransCanada PipeLines Limited	GL-83	Niagara Falls (Ontario)	84-11-01	94-10-31	9 350.2
	19. TransCanada Pipelines Limited	GL-84	Niagara Falls (Ontario)	84-11-01	94-10-31	5 054.4
	20. TransCanada PipeLines Limited	GL-85	Niagara Falls (Ontario)	84-11-01	94-10-31	10 108.8
	21. TransCanada PipeLines Limited	GL-86	Emerson (Manitoba)	84-11-01	89-10-31	10 888.4

G-III (suite)

NOUVELLES LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, D'ÉTHANE, D'ÉTHYLÈNE, DE PROPANE ET DE BUTANES DÉLIVRÉES EN 1983

CATEGORIE D'ORDONNANCE		DÉTENTEUR	LICENCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE L'ORDONNANCE		VOLUMES MAXIMAUX EXPORTÉS ($10^6 m^3$)
					DE	A	
	22	TransCanada PipeLines Limited	GL-87	Emerson (Manitoba)	84-11-01	96-10-31	10 886.4
	23	TransCanada PipeLines Limited	GL-88	Emerson (Manitoba) Niagara Falls (Ontario)	84-11-01	96-10-31	16 329.6
	24	TransCanada PipeLines Limited	GL-89	Emerson (Manitoba)	84-11-01	92-10-31	12 980.8
	25	TransCanada PipeLines Limited	GL-90	Niagara Falls (Ontario)	85-11-01	97-10-31	5 443.2
	26	Transcontinental Gas Pipe Line Corporation	GL-91	Niagara Falls (Ontario)	84-11-01	96-10-31	16 329.6
	27	Union Gas Limited	GL-92	Windsor (Ontario)	85-11-01	92-10-31	1 703.7
	28	Westcoast Transmission Company Limited	GL-93	Huntingdon (Colombie-Britannique)	89-11-01	95-10-31	13 958.5
	29	Westcoast Transmission Company Limited	GL-94	Huntingdon (Colombie-Britannique) Kingsgate (Colombie-Britannique) Monchy (Saskatchewan)	88-11-01	92-10-31	9 269.5
	30	Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-95	Niagara Falls (Ontario)	84-11-01	96-10-31	16 604.7
Nouvelles ordonnances d'exportation d'éthane	Aucune nouvelle ordonnance d'exportation d'éthane n'a été délivrée en 1983.						
Nouvelles ordonnances d'exportation d'éthylène	Aucune nouvelle ordonnance d'exportation d'éthylène n'a été délivrée en 1983.						
Nouvelles ordonnances d'exportation de propane	1.	Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée.	EPR-928-83	Sarnia (Ontario)	83-09-01	83-09-30	16 000 m^3
	2.	Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée.	EPR-929-83	Sarnia (Ontario)	83-11-01	84-10-31	18 476 m^3
Nouvelles ordonnances d'exportation de butanes	1.	Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée.	EBU-926-83	Sarnia (Ontario)	83-11-01	84-10-31	Non spécifié

G-III (suite)

NOUVELLES LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, D'ÉTHANE, D'ÉTHYLÈNE, DE PROPANE ET DE BUTANES DÉLIVRÉES EN 1983

CATÉGORIE D'ORDONNANCE		DÉTENTEUR	ORDONNANCE	DATE DE DÉLIVRANCE	REMARQUES
Ordonnances modifiant les licences existantes d'exportation de gaz naturel	1	Alberta and Southern Gas Co Ltd	AO-17-GL-3	83-04-07	Modification établissant que le prix qui doit être facturé pour les exportations de gaz est de 4,10 $US/GJ comme le prescrit le Règlement sur les prix d'exportation du gaz
	2	Westcoast Transmission Company Limited	AO-18-GL-4	83-03-10	Modification établissant des tolérances quotidiennes d'exportation de deux et demi pour cent de la quantité quotidienne autorisée au cours d'une période quelconque de 24 h
	3	Westcoast Transmission Company Limited	AO-19-GL-4	83-04-07	Voir le point 1
	4	Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-20-GL-5	83-04-07	Voir le point 1
	5	Alberta & Southern Gas Co Ltd	AO-14-GL-16	83-04-07	Voir le point 1
	6	Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-19-GL-17	83-04-07	Voir le point 1
	7	TransCanada Pipelines Limited	AO-27-GL-18	83-01-13	Modification qui prolonge jusqu'au 83-10-31 la suppression des limites quotidiennes d'exportation et qui établit Niagara Falls (Ontario) comme point d'exportation additionnel jusqu'au 83-10-31
	8	TransCanada Pipelines Limited	AO-28-GL-18	83-06-16	Modification prolongeant du 89-11-01 au 90-10-31 la durée de la licence afin de permettre à son détenteur de livrer certaines quantités de gaz naturel payées, mais dont le client à l'exportation n'a pas pris livraison
	9	TransCanada Pipelines Limited	AO-29-GL-18	83-04-07	Voir le point 1
	10	TransCanada Pipelines Limited	AO-21-GL-19	83-04-07	Voir le point 1
	11	TransCanada Pipelines Limited	AO-29-GL-20	83-01-13	Modification prolongeant jusqu'au 83-10-31 la suppression de la limite quotidienne d'exportation
	12	TransCanada Pipelines Limited	AO-30-GL-20	83-06-16	Modification prolongeant du 91-11-01 au 92-10-31 la durée de la licence afin de permettre à son détenteur de livrer certaines quantités de gaz payées, mais dont le client à l'exportation n'a pas pris livraison
	13	TransCanada Pipelines Limited	AO-31-GL-20	83-04-07	Voir le point 1
	14	Alberta & Southern Gas Co Ltd	AO-16-GL-24	83-03-08	Modification qui établit une augmentation des quantités quotidiennes, annuelles et globales de gaz naturel qui peuvent être exportées en vertu de la licence
	15	Alberta & Southern Gas Co Ltd	AO-17-GL-24	83-04-07	Voir le point 1
	16	Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-21-GL-25	83-03-08	Voir le point 14
	17	Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-22-GL-25	83-04-07	Voir le point 1

G-III (suite)

NOUVELLES LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, D'ÉTHANE, D'ÉTHYLÈNE, DE PROPANE ET DE BUTANES DÉLIVRÉES EN 1983

CATÉGORIE D'ORDONNANCE		DÉTENTEUR	ORDONNANCE	DATE DE DÉLIVRANCE	REMARQUES
	18	ICG Transmission Holdings Ltd	AO-16-GL-29	83-04-07	Voir le point 1
	19	ICG Transmission Holdings Ltd	AO-17-GL-29	83-04-07	Voir le point 1
	20	Alberta & Southern Gas Co Ltd	AO-14-GL-35	83-03-08	Voir le point 14
	21	Alberta & Southern Gas Co Ltd	AO-15-GL-35	83-04-07	Voir le point 1
	22	Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-18-GL-36	83-04-07	Voir le point 1
	23	TransCanada PipeLines Limited	AO-22-GL-37	83-01-13	Voir le point 11
	24	TransCanada PipeLines Limited	AO-23-GL-37	83-06-16	Modification prolongeant du 90-11-01 au 91-10-31 la durée de la licence afin de permettre à son détenteur de livrer certaines quantités de gaz naturel payées, mais dont le client à l'exportation n'a pas pris livraison
	25	TransCanada PipeLines Limited	AO-24-GL-37	83-04-07	Voir le point 1
	26	TransCanada PipeLines Limited	AO-14-GL-38	83-06-16	Voir le point 24
	27	TransCanada PipeLines Limited	AO-15-GL-38	83-04-07	Voir le point 1
	28	TransCanada PipeLines Limited	AO-14-GL-39	83-06-16	Voir le point 24
	29	TransCanada PipeLines Limited	AO-15-GL-39	83-04-07	Voir le point 1
	30	Westcoast Transmission Company Limited	AO-26-GL-41	83-03-08	Modification qui établit une augmentation des quantités quotidiennes, annuelles et globales de gaz naturel qui peuvent être exportées en vertu de la licence et qui établit Kingsgate (C.-B.) comme point d'exportation additionnel
	31	Westcoast Transmission Company Limited	AO-27-GL-41	83-04-07	Voir le point 1
	32	TransCanada PipeLines Limited	AO-21-GL-43	83-03-31	Modification qui supprime la condition 6 de la licence qui obligeait son détenteur à déposer des programmes mensuels indiquant les volumes de gaz naturel exportés servant de carburant de transport du gaz naturel et servant à d'autres usages connexes pour les licences GL-18, GL-20, GL-21, GL-37 et GL-42
	33	TransCanada PipeLines Limited	AO-22-GL-43	83-04-07	Voir le point 1
	34	Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-5-GL-52	83-03-08	Voir le point 14
	35	Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-6-GL-52	83-04-07	Voir le point 1

G-III (suite)

NOUVELLES LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, D'ÉTHANE, D'ÉTHYLÈNE, DE PROPANE ET DE BUTANES DÉLIVRÉES EN 1983

CATEGORIE D'ORDONNANCE	DÉTENTEUR	ORDONNANCE	DATE DE DÉLIVRANCE	REMARQUES
	36. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-4-GL-53	83-04-07	Voir le point 1.
	37. Columbia Gas Development of Canada Ltd.	AO-5-GL-54	83-03-08	Modification qui établit une augmentation des quantités quotidiennes, annuelles et globales de gaz naturel qui peuvent être exportées en vertu de la licence et qui établit Monchy (Saskatchewan) comme point d'exportation de ces quantités additionnelles.
	38. Columbia Gas Development of Canada Ltd.	AO-6-GL-54	83-04-07	Voir le point 1.
	39. Niagara Gas Transmission Limited	AO-3-GL-55	83-03-08	Voir le point 14.
	40. Niagara Gas Transmission Limited	AO-4-GL-55	83-04-07	Voir le point 1.
	41. ProGas Limited	AO-4-GL-56	83-03-08	Modification qui établit une augmentation des quantités quotidiennes et annuelles de gaz naturel qui peuvent être exportées en vertu de la licence.
	42. ProGas Limited	AO-5-GL-56	83-04-07	Voir le point 1.
	43. Sulpetro Limited	AO-7-GL-57	83-01-13	Modification qui supprime la limite de la quantité de gaz naturel qui peut être exportée en une journée quelconque au cours de la période du 82-11-01 au 83-10-31.
	44. Sulpetro Limited	AO-8-GL-57	83-04-07	Voir le point 1.
	45. Sulpetro Limited	AO-9-GL-57	83-10-24	Modification qui prolonge du 83-11-01 au 84-02-29 la durée de la licence afin de permettre à son détenteur de livrer certaines quantités de gaz naturel payées, mais dont le client a l'exportation n'a pas pris livraison.
	46. Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-4-GL-58	83-03-08	Voir le point 14.
	47. Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-5-GL-58	83-04-07	Voir le point 1.
	48. Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-4-GL-59	83-03-08	Voir le point 14.
	49. Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-5-GL-59	83-04-07	Voir le point 1.
	50. TransCanada PipeLines Limited	AO-3-GL-60	83-04-07	Voir le point 1.
	51. Consolidated Natural Gas Limited	AO-6-GL-61	83-03-08	Voir le point 14.
	52. Consolidated Natural Gas Limited	AO-7-GL-61	83-04-07	Voir le point 1.
	53. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-3-GO-3-79	83-04-07	Voir le point 1.
	54. Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-2-GL-62	83-04-07	Voir le point 1.

G-III (suite)

NOUVELLES LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, D'ÉTHANE, D'ÉTHYLÈNE, DE PROPANE ET DE BUTANES DÉLIVRÉES EN 1983

CATÉGORIE D'ORDONNANCE	DÉTENTEUR	ORDONNANCE	DATE DE DÉLIVRANCE	REMARQUES
	55. Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-2-GL-63	83-03-08	Modification qui établit une diminution des quantités quotidiennes, annuelles et globales de gaz naturel qui peuvent être exportées en vertu de la licence.
	56. Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-3-GL-63	83-04-07	Voir le point 1.
	57. Union Gas Limited	AO-2-GL-64	83-04-07	Voir le point 1.
	58. Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-1-GL-65	83-04-07	Voir le point 1.
	59. Pan-Alberta Gas Ltd.	AO-1-GL-66	83-04-07	Voir le point 1.
	60. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	AO-1-GL-67	83-04-07	Voir le point 1.
	61. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	AO-1-GL-68	83-04-07	Voir le point 1.
	62. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	AO-1-GL-69	83-04-07	Voir le point 1.
	63. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-1-GL-70	83-04-07	Voir le point 1.
	64. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-1-GL-71	83-04-07	Voir le point 1.
	65. Canadian-Montana Pipe Line Company	AO-1-GL-72	83-04-07	Voir le point 1.
	66. Columbia Gas Development of Canada Ltd.	AO-1-GL-74	83-04-07	Voir le point 1.
	67. Consolidated Natural Gas Limited	AO-1-GL-75	83-04-07	Voir le point 1.
	68. KannGaz Producers Ltd.	AO-1-GL-77	83-04-07	Voir le point 1.
	69. Niagara Gas Transmission Limited	AO-1-GL-78	83-04-07	Voir le point 1.
	70. ProGas Limited	AO-1-GL-79	83-04-07	Voir le point 1.
	71. ProGas Limited	AO-1-GL-80	83-04-07	Voir le point 1.
	72. ProGas Limited	AO-1-GL-81	83-04-07	Voir le point 1.
	73. Sulpetro Limited	AO-1-GL-82	83-04-07	Voir le point 1.
	74. TransCanada PipeLines Limited	AO-1-GL-83	83-04-07	Voir le point 1.
	75. TransCanada PipeLines Limited	AO-2-GL-83	83-06-23	Modification qui prolonge jusqu'au 96-10-31 la durée de la licence et qui change les quantités quotidiennes et annuelles de gaz naturel qui peuvent être exportées en vertu de la licence.

G-III (suite)

NOUVELLES LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, D'ÉTHANE, D'ÉTHYLÈNE, DE PROPANE ET DE BUTANES DÉLIVRÉES EN 1983

CATÉGORIE D'ORDONNANCE	DÉTENTEUR	ORDONNANCE	DATE DE DÉLIVRANCE	REMARQUES
	76. TransCanada PipeLines Limited	AO-1-GL-84	83-04-07	Voir le point 1.
	77. TransCanada PipeLines Limited	AO-1-GL-85	83-04-07	Voir le point 1.
	78. TransCanada PipeLines Limited	AO-1-GL-86	83-04-07	Voir le point 1.
	79. TransCanada PipeLines Limited	AO-1-GL-87	83-04-07	Voir le point 1
	80. TransCanada PipeLines Limited	AO-1-GL-88	83-04-07	Voir le point 1
	81. TransCanada PipeLines Limited	AO-1-GL-89	83-04-07	Voir le point 1.
	82. TransCanada PipeLines Limited	AO-1-GL-90	83-04-07	Voir le point 1.
	83. Transcontinental Gas Pipe Line Corporation	AO-1-GL-91	83-04-07	Voir le point 1.
	84. Union Gas Limited	AO-1-GL-92	83-04-07	Voir le point 1.
	85. Westcoast Transmission Company Limited	AO-1-GL-93	83-04-07	Voir le point 1.
	86. Westcoast Transmission Company Limited	AO-1-GL-94	83-04-07	Voir le point 1.
	87. Pan-Alberta Gas ltd.	AO-1-GL-95	83-04-07	Voir le point 1.

G-III (suite)

NOUVELLES LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, D'ÉTHANE, D'ÉTHYLÈNE, DE PROPANE ET DE BUTANES DÉLIVRÉES EN 1983

CATÉGORIE D'ORDONNANCE	DÉTENTEUR	ORDONNANCE	DATE DE DÉLIVRANCE	REMARQUES
Ordonnances modifiant les licences existantes d'exportation d'éthane	1. Dome Petroleum Limited	AO-6-GL-47	83-01-06	Modification établissant que le prix minimal des exportations d'éthane ne sera pas inférieur à un montant calculé conformément à une formule de tarification contenue dans l'entente datée du 73-01-08, modifiée le 81-11-19.
	2. Dome Petroleum Limited	AO-7-GL-47	83-03-24	Modification établissant que les modalités de tarification énoncées dans l'entente de modification du 81-11-19 (point 1) demeureront en vigueur au-delà du 83-03-01.
	3. Dome Petroleum Limited	AO-8-GL-47	83-09-08	Modification qui établit des dispositions de tarification minimale pour les exportations d'éthane.
	4. Dome Petroleum Limited	AO-2-GL-51	83-01-06	Voir le point 1.
	5. Dome Petroleum Limited	AO-3-GL-51	83-03-24	Voir le point 2.
	6. Dome Petroleum Limited	AO-4-GL-51	83-09-08	Voir le point 3.
Ordonnances modifiant les licences et ordonnances existantes d'exportation d'éthylène, de propane et de butanes	En 1983, aucune ordonnance de modification de licences et d'ordonnances existantes d'exportation d'éthylène, de propane et de butanes n'a été délivrée.			

G-IV

LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1983

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		MAXIMUM		
			DE	À	QUOTIDIEN (10^3 m^3)	ANNUEL (10^6 m^3)	GLOBAL (10^6 m^3)
GAZ NATUREL							
1. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-3 (AO-17)	Kingsgate (Colombie-Britannique)	61-10-31 86-10-31	86-10-30 87-10-31	12 995,4 3 248,9	4 341,8 1 085,5	109 467,8
2. Westcoast Transmission Company Limited	GL-4 (AO-19)	Kingsgate (Colombie-Britannique)	61-12-10 81-12-10 82-11-01 84-11-01 85-11-01 86-11-01	81-12-09 82-10-31 84-10-31 85-10-31 86-10-31 87-10-31	4 305,8 4 305,8 4 305,8 3 229,4 2 152,9 1 076,5	1 444,7 1 300,0 1 444,7 1 083,5 722,4 361,2	35 250,9
3. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-5 (AO-20)[a]	Cardston (Alberta) Emerson (Manitoba) et Niagara Falls (Ontario)	61-10-31 86-10-31	86-10-30 87-10-31	1 019,8 255,0	310,2 77,6	7 832,3
		Aden (Alberta)	76-05-11	79-12-31	[b]	[b]	
4. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-16 (AO-14)	Kingsgate (Colombie-Britannique)	66-11-01 67-11-01	67-10-31 89-10-31	3 204,6 6 409,2	1 059,9 2 119,8	45 721,1
5. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-17 (AO-19)[a]	Cardston (Alberta) Emerson (Manitoba) et Niagara Falls (Ontario)	66-11-01 67-11-01	67-10-31 89-10-31	339,9 679,9	103,4 206,8	4 652,8
		Aden (Alberta)	76-05-11	79-12-31	[b]	[b]	
6. TransCanada PipeLines Limited	GL-18 (AO-29)[c]	Emerson (Manitoba)	65-11-01 66-11-01 (89-11-01 78-12-07 81-11-01	66-10-31 89-10-31 90-10-31[r]) 81-10-31 82-10-31	708,2 4 277,5 4 277,5 S/O S/O	226,6[c] 1 481,5 1 481,5) 1 481,5 1 481,5	33 993,4
		Niagara Falls (Ontario)	79-10-18 80-06-05 81-11-01 83-05-10	79-12-16 81-10-31 82-10-31 83-10-31	[e]	[e]	
7. TransCanada PipeLines Limited	GL-19 (AO-21)	Philipsburg (Québec)	65-11-01 82-11-01 83-11-01 84-11-01 85-11-01 86-11-01	82-10-31 83-10-31 84-10-31 85-10-31 86-10-31 89-10-31	600,6 634,5 657,2 679,9 702,5 725,2	184,1 184,1 184,1 184,1 184,1 184,1	3 059,4
8. TransCanada PipeLines Limited	GL-20 (AO-31)	Emerson (Manitoba)	67-11-01 (91-11-01 78-12-07 81-11-01	91-10-31 92-10-31[r]) 81-10-31 82-10-31	2 662,8 2 662,8 S/O S/O	909,3 909,3) 909,3 909,3	21 670,8
9. TransCanada PipeLines Limited	GL-21 (AO-7)[f]	Emerson (Manitoba)	68-11-05	91-10-31	N/S	7 019,1	169 967,0

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1983

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		MAXIMUM		
			DE	À	QUOTIDIEN (10^3 m^3)	ANNUEL (10^6 m^3)	GLOBAL (10^6 m^3)
GAZ NATUREL							
10. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-24 (AO-17)	Kingsgate (Colombie-Britannique)	68-11-01 69-11-01 91-11-01 92-11-01	69-10-31 91-10-31 92-10-31 93-10-31	3 427,7 6 685,4 4 784,6 3 835,6	1 102,0 2 206,7 1 577,4 1 263,4	52 491,0
11. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-25 (AO-22)[a]	Cardston (Alberta) Emerson (Manitoba) & Niagara Falls (Ontario)	68-11-01 69-11-01 91-11-01 92-11-01	69-10-31 91-10-31 92-10-31 93-10-31	339,9 679,9 439,0 390,9	103,4 206,8 133,6 119,0	4 905,4
		Aden (Alberta)[d]	73-03-27 74-05-14 75-05-14 76-05-14 76-05-11	74-05-14 75-05-14 76-05-14 77-05-14 79-12-31	2 817,5 2 817,5 2 817,5 1 408,7 [b]	563,5 563,5 283,3 141,6 [b]	
12. ICG Transmission Holdings Limited	GL-28 (AO-16)	Sprague (Manitoba)	70-11-01	95-10-31	80,3	9,5	229,0
13. ICG Transmission Holdings Limited	GL-29 (AO-17)	Fort Frances (Ontario)	70-11-01	95-10-31	915,6	218,5	5 462,2
14. ICG Transmission Holdings Limited	GL-30 (AO-3)[e]	Sprague (Manitoba)	70-11-01	95-10-31	1 321,8	344,0	8 498,1
15. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-35 (AO-15)	Kingsgate (Colombie Britannique)	70-11-01	87-10-31	5 807,2	1 912,1	32 506,2
16. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-36 (AO-18)	Cardston (Alberta)	70-11-01 85-11-01 86-11-01	85-10-31 86-10-31 87-10-31	339,9 170,0 85,0	103,4 51,7 25,9	1 628,5
		Aden (Alberta)	76-05-11	79-12-31	[b]	[b]	
	[a]	Emerson (Manitoba) Niagara Falls (Ontario) Cardston (Alberta)	82-03-04	82-10-31	339,9	103,4	
17. TransCanada PipeLines Limited	GL-37 (AO-24)[d][f]	Emerson (Manitoba)	70-11-01 (90-11-01 78-12-07 81-11-01	90-10-31 91-10-31[g] 81-10-31 82-10-31	5 546,6 5 546,6 S/O S/O	2 030,1 2 030,1) 2 030,1 2 030,1	40 601,0
18. TransCanada PipeLines Limited	GL-38 (AO-15)	Emerson (Manitoba)	70-11-01 (90-11-01	90-10-31 91-10-31[g]	1 416,4 1 416,4	518,4 518,4)	10 368,0
19. TransCanada PipeLines Limited	GL-39 (AO-15)	Emerson (Manitoba)	70-11-01 (90-11-01	90-10-31 91-10-31[g]	204,0 204,0	74,6 74,6)	1 493,0

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1983

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		MAXIMUM		
			DE	À	QUOTIDIEN (10^3 m^3)	ANNUEL (10^6 m^3)	GLOBAL (10^6 m^3)
GAZ NATUREL							
20. Westcoast Transmission Company Limited	GL-41 (AO-27)	Huntingdon (Colombie-Britannique)	71-11-01	72-10-31	20 773.9	7 223.1	143 495.2
			72-11-01	80-10-31	22 922.9[j]	7 970.3	
			80-11-01	83-03-31	24 622.6	7 970.3[j]	
			83-04-01	83-10-31	26 039.0	4 706.2	
			83-11-01	89-10-31	26 039.0	8 067.8	
		Kingsgate[i] (Colombie-Britannique)	73-11-01	79-10-31			
			83-04-01	89-10-31	2 832.8	N/S	
		Monchy[i] (Saskatchewan)	82-11-01	83-03-31	1 274.8	419.5	
			83-04-01	89-10-31	1 416.4	517.0	
21. TransCanada PipeLines Limited	GL-42 (AO-3)[f]	Emerson (Manitoba)	71-04-15	71-10-31	N/S	323.8	60 316.5
			71-11-01	94-10-31	N/S	2 612.3	
22. TransCanada PipeLines Limited	GL-43 (AO-22)	Emerson (Manitoba)	71-11-01	91-10-31	N/S	481.6	9 631.5
23. Consolidated Natural Gas Limited	GL-44[k]	Emerson (Manitoba)	72-03-15	92-10-31	4 249.2	1 274.8	18 951.3
24. Tenneco LNG Inc.	GL-49	St. Stephen (Nouveau-Brunswick)	[l]	[l]	32 295.0	11 820.0	[l]
25. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-52 (AO-6)	Aden (Alberta)	80-01-01	83-03-31	1 416.4	283.3	2 266.4
			83-04-01	87-12-31	1 133.1	283.3	
		Emerson (Manitoba)[a] Niagara Falls (Ontario) Aden (Alberta)	82-03-04	82-10-31	1 416.4	283.3	
26. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-53 (AO-4)[m] [a]	Cardston (Alberta)	86-07-01	86-10-31	340.0	34.5	86.2
		Emerson (Manitoba) & Niagara Falls (Ontario)	86-11-01	87-10-31	170.0	51.7	
27. Columbia Gas Development of Canada Ltd.	GL-54 (AO-6)	Monchy (Saskatchewan)	83-04-01	83-12-31	1 450.0	387.7	3 556.1
			84-01-01	87-12-31	1 450.0	517.0	
		Huntingdon (Colombie-Britannique)	80-01-01	81-10-31	1 110.4	368.3	
			81-11-01	81-12-31	1 450.0	70.8	
			82-01-01	83-03-31	1 450.0	423.5	
28. Niagara Gas Transmission Limited	GL-55 (AO-4)	Cornwall (Ontario)	80-01-01	82-10-31	350.0	89.1	1 500.2
			82-11-01	83-03-31	350.0	37.1	
			83-04-01	83-10-31	1 200.0	145.8	
			83-11-01	85-10-31	1 200.0	250.0	
			85-11-01	87-10-31	1 200.0	275.0	

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1983

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		MAXIMUM		
			DE	À	QUOTIDIEN (10^3 m^3)	ANNUEL (10^6 m^3)	GLOBAL (10^6 m^3)
GAZ NATUREL							
29 ProGas Limited	GL-56 (AO-5)[f]	Emerson (Manitoba) et Monchy (Saskatchewan) (maximum combiné)	80-11-01	85-10-31	9 440.9	3 100.0	17 050.0
			85-11-01	86-10-31	7 552.7	2 480.0	
			86-11-01	87-10-31	5 664.5	1 860.0	
		Maximaux autorisés à Monchy (Saskatchewan) dans le cadre des volumes combinés d'Emerson/Monchy	81-11-01	82-10-31	2 613.7	954.0	(10 100.7)
			82-11-01	84-10-31	4 849.4	1 770.0	
			84-11-01	85-10-31	6 457.6	2 357.0	
			85-11-01	86-10-31	6 797.4	2 480.0	
			86-11-01	87-10-31	5 098.1	1 860.0	
30 Sulpetro Limited	GL-57 (AO-9)	Niagara Falls (Ontario)	80-01-01	80-10-31	2 089.1[g]	612.8	1 869.6
			80-11-01	82-10-31	2 089.1[g]	762.5	
			82-11-01	82-11-03	2 125.0	608.4[g]	
			82-11-04	83-10-31	2 125.0	608.4[g]	
			83-11-01	84-02-29	2 125.0	170.0	
31 Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-58 (AO-5)	Monchy (Saskatchewan)	81-11-01	84-10-31	24 928.5	8 294.4	50 146.0
			84-11-01	85-10-31	18 696.4	6 220.8	
			85-11-01	86-10-31	12 464.3	4 147.2	
			86-11-01	87-10-31	19 837.2	6 600.4	
			87-11-01	88-10-31	24 928.5	8 294.4	
32 Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-59 (AO-5)	Kingsgate (Colombie Britannique)	80-11-01	84-10-31	7 478.6	2 488.3	16 174.0
			84-11-01	85-10-31	5 608.9	1 866.2	
			85-11-01	86-10-31	3 739.3	1 244.2	
			86-11-01	87-10-31	1 869.0	622.1	
			87-11-01	88-10-31	7 478.6	2 488.3	
33 TransCanada PipeLines Limited	GL-60 (AO-3)	Emerson (Manitoba)	80-01-01	80-10-31	6 317.1[g]	800.0	10 896.4
			80-11-01	84-10-31	6 317.1[g]	2 096.3	
			84-11-01	85-10-31	4 737.8	1 572.2	
			85-11-01	85-12-14	3 158.6	139.0	
34 Consolidated Natural Gas Limited	GL-61 (AO-7)[h]	Emerson (Manitoba) et Monchy (Saskatchewan) (maximum combiné)	80-11-01	85-10-31	5 665.6[g]	2 067.9	13 389.6
			85-11-01	86-10-31	4 532.5	1 654.0	
			86-11-01	87-10-31	3 824.3	1 396.0	
		Maximaux autorisés à Monchy (Saskatchewan) dans le cadre des volumes combinés d'Emerson/Monchy	81-11-01	84-10-31	3 232.9[g]	1 180.0	(7 278.9)
			84-11-01	85-10-31	3 891.1	1 438.4	
			85-11-01	86-10-31	3 682.6	1 344.0	
			86-11-01	87-10-31	2 620.3	956.5	

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1983

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		MAXIMUM		
			DE	A	QUOTIDIEN (10^3 m^3)	ANNUEL (10^6 m^3)	GLOBAL (10^6 m^3)
GAZ NATUREL							
35. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-62 (AO-2)	Monchy (Saskatchewan)	84-11-01 85-11-01 86-11-01	85-10-31 86-10-31 87-10-31	6 232.1 12 464.2 5 091.3	2 073.6 4 147.2 1 694.0	7 914.8
36. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-63 (AO-3)	Kingsgate (Colombie Britannique)	80-11-01 83-11-01 85-11-01 86-11-01	83-10-31 85-10-31 86-10-31 87-10-31	931.5 1 869.7 3 739.4 5 609.6	340.0 622.1 1 244.1 1 866.2	4 354.5
37. Union Gas Limited	GL-64 (AO-2)	Windsor (Ontario)	80-11-01	85-10-31	1 100.0	284.0	1 420.0
38. Canadian-Montana Pipe Line Company	GO-3-79 (AO-3)	Reagan Fields (Alberta)	79-05-01	93-12-31	30.0	10.3	105.0
39. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-65 (AO-1)	Kingsgate (Colombie-Britannique)	88-11-01 90-11-01 91-11-01 (92-11-01	90-10-31 91-10-31 92-10-31 93-10-31[m]	7 478.6 4 980.7 2 490.7 7 478.6	2 488.3 1 657.2 828.6 2 488.3)	7 462.4
40. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-66 (AO-1)	Monchy (Saskatchewan)	88-11-01 90-11-01 91-11-01 (92-11-01	90-10-31 91-10-31 92-10-31 93-10-31[m]	24 928.5 16 602.4 8 301.2 24 928.5	8 294.4 5 524.1 2 762.0 8 294.4)	24 874.9
41. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-67 (AO-1)	Kingsgate (Colombie-Britannique)	86-11-01 87-11-01 90-11-01 91-11-01	87-10-31[k] 90-10-31 91-10-31 92-10-31	12 995.4 12 995.4 8 654.9 4 327.5	3 256.3 4 341.8 2 891.6 1 445.8	20 619.1
42. Albert & Southern Gas Co. Ltd.	GL-68 (AO-1)	Kingsgate (Colombie-Britannique)	89-11-01 90-11-01 91-11-01	90-10-31 91-10-31 92-10-31	6 409.2 4 268.5 2 134.3	2 119.8 1 411.8 705.9	4 237.5
43. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-69 (AO-1)	Kingsgate (Colombie-Britannique)	87-11-01 90-11-01 91-11-01	90-10-31 91-10-31 92-10-31	5 807.2 3 867.6 1 933.8	1 912.1 1 273.4 636.7	7 646.4
44. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-70 (AO-1)	Niagara Falls (Ontario)	86-11-01 87-11-01 90-11-01 91-11-01	87-10-31 90-10-31 91-10-31 92-10-31	637.4 509.9 339.6 169.8	193.9 155.1 103.3 51.6	814.1
45. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-71 (AO-1)	Niagara Falls (Ontario)	89-11-01 90-11-01 91-11-01	90-10-31 91-10-31 92-10-31	340.0 226.4 113.2	103.4 68.9 34.4	206.7
46. Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-72 (AO-1)	Aden (Alberta)	88-01-01 88-11-01 90-11-01 91-11-01	88-10-31 90-10-31 91-10-31 92-10-31	1 133.1 1 133.1 754.6 377.3	236.1 283.3 188.7 94.3	1 085.7

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1983

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		MAXIMUM		
			DE	À	QUOTIDIEN (10^3 m^3)	ANNUEL (10^6 m^3)	GLOBAL (10^6 m^3)
GAZ NATUREL							
47 Columbia Gas Development of Canada Ltd.	GL-74 (AO-1)	Monchy (Saskatchewan)	88-01-01	88-10-31	1 450,0	430,8	1 981,3
			88-11-01	90-10-31	1 450,0	517,0	
			90-11-01	91-10-31	965,7	344,3	
			91-11-01	92-10-31	482,8	172,2	
48 Consolidated Natural Gas Limited	GL-75 (AO-1)	Monchy (Saskatchewan) et Emerson (Manitoba) (maximum combiné)	87-11-01	89-10-31	3 824,3	1 396,0	2 792,0
		Maximum autorisé à Monchy (Saskatchewan) dans le cadre des volumes combinés d'Emerson/Monchy	87-11-01	89-10-31	1 912,2	698,0	(1 396,0)
49 Dome Petroleum Limited	GL-76	Pointe ouest de Port Simpson Bay (Colombie-Britannique)	86-04-01	86-12-31	N/S	2 258,0	62 761,0
			87-01-01	87-12-31	N/S	3 309,0	
			88-01-01	88-12-31	N/S	3 986,0	
			89-01-01	89-12-31	N/S	4 136,0	
			90-01-01	2000-12-31	N/S	4 362,0	
			2001-01-01	2001-03-31	N/S	1 090,0	
50 KannGaz Producers Ltd.	GL-77 (AO-1)	Niagara Falls (Ontario)	84-11-01	93-10-31	3 540,0	1 292,1	13 567,0
			93-11-01	94-10-31	2 655,0	969,1	
			94-11-01	95-10-31	1 770,0	646,0	
			95-11-01	96-10-31	885,0	323,0	
			(96-11-01	97-10-31[1])	3 540,0	1 292,1)	
51 Niagara Gas Transmission Limited	GL-78 (AO-1)	Cornwall (Ontario)	87-11-01	90-10-31	1 200,0	275,0	1 099,7
			90-11-01	91-10-31	799,2	183,1	
			91-11-01	92-10-31	399,2	91,6	
52 ProGas Limited	GL-79 (AO-1)	Emerson (Manitoba) et Monchy Saskatchewan (maximum combiné)	87-11-01	88-10-31	3 776,4	1 240,0	1 860,0
			88-11-01	89-10-31	1 888,2	620,0	
		Maximaux autorisés	87-11-01	88-10-31	3 398,8	1 240,0	(1 674,0)
		à Monchy (Saskatchewan) dans le cadre des volumes combinés d'Emerson/Monchy	88-11-01	89-10-31	1 699,4	620,0	

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1983

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		MAXIMUM		
			DE	A	QUOTIDIEN (10^3 m^3)	ANNUEL (10^6 m^3)	GLOBAL (10^6 m^3)
GAZ NATUREL							
53. ProGas Limited	GL-80 (AO-1)	Niagara Falls (Ontario)	84-11-01	93-10-31	1 420.0	518.3	5 442.1
			93-11-01	94-10-31	1 065.0	388.7	
			94-11-01	95-10-31	710.0	259.1	
			95-11-01	96-10-31	355.0	129.6	
			(96-11-01	97-10-31[P])	1 420.0	518.3)	
54. ProGas Limited	GL-81 (AO-1)	Emerson (Manitoba)	83-11-01	92-10-31	5 270.0	1 923.5	20 196.7
			92-11-01	93-10-31	3 952.5	1 442.6	
			93-11-01	94-10-31	2 635.0	961.7	
			94-11-01	95-10-31	1 317.5	480.9	
			(95-11-01	96-10-31[P])	5 270.0	1 923.5)	
55. Sulpetro Limited	GL-82 (AO-1)	Niagara Falls (Ontario)	83-11-01	87-10-31	2 125.0	775.6	4 653.7
			87-11-01	88-10-31	1 700.0	620.5	
			88-11-01	89-10-31	1 275.0	465.4	
			89-11-01	90-10-31	850.0	310.2	
			90-11-01	91-10-31	425.0	155.1	
			(91-11-01	92-10-31[P])	2 125.0	775.6)	
56. TransCanada Pipelines Limited	GL-83 (AO-2)	Niagara Falls (Ontario)	84-11-01	86-10-31	1 133.1	414.0	9 350.2
			86-11-01	94-10-31	2 620.3	959.0	
			94-11-01	95-10-31	1 521.3	556.8	
			95-11-01	96-10-31	774.3	283.4	
			(96-11-01	97-10-31[P])	2 620.3	959.0)	
57. TransCanada Pipelines Limited	GL-84 (AO-1)	Niagara Falls (Ontario)	84-11-01	93-10-31	1 416.4	518.4	5 054.4
			93-11-01	94-10-31	1 062.3	388.8	
			(94-11-01	95-10-31[P])	1 416.4	518.4)	
58. TransCanada Pipelines Limited	GL-85 (AO-1)	Niagara Falls (Ontario)	84-11-01	93-10-31	2 832.8	1 036.8	10 108.8
			93-11-01	94-10-31	2 124.6	777.6	
			(94-11-01	95-10-31[P])	2 832.8	1 036.8)	
59. TransCanada Pipelines Limited	GL-86 (AO-1)	Emerson (Manitoba)	84-11-01	93-10-31	2 832.8	1 036.8	10 886.4
			93-11-01	94-10-31	2 124.6	777.6	
			94-11-01	95-10-31	1 416.4	518.4	
			95-11-01	96-10-31	708.2	259.2	
			(96-11-01	97-10-31[P])	2 832.2	1 036.8)	
60. TransCanada Pipelines Limited	GL-87 (AO-1)	Emerson (Manitoba)	84-11-01	93-10-31	2 832.8	1 036.8	10 886.4
			93-11-01	94-10-31	2 124.6	777.6	
			94-11-01	95-10-31	1 416.4	518.4	
			95-11-01	96-10-31	708.2	259.2	
			(96-11-01	97-10-31[P])	2 832.8	1 036.8)	
61. TransCanada Pipelines Limited	GL-88 (AO-1)	Emerson (Manitoba) et/ou Niagara Falls (Ontario)	84-11-01	93-10-31	4 249.2	1 555.2	16 329.6
			93-11-01	94-10-31	3 186.9	1 166.4	
			94-11-01	95-10-31	2 124.6	777.6	
			95-11-01	96-10-31	1 062.3	388.8	
			(96-11-01	97-10-31[P])	4 249.2	1 555.2)	

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1983

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		MAXIMUM		
			DE	À	QUOTIDIEN (10^3 m^3)	ANNUEL (10^6 m^3)	GLOBAL (10^6 m^3)
GAZ NATUREL							
62. TransCanada Pipelines Limited	GL-89 (AO-1)	Emerson (Manitoba)	84-11-01 85-11-01 86-11-01 90-11-01 91-11-01 (92-11-01	85-10-31[m] 86-10-31 90-10-31 91-10-31 92-10-31 93-10-31[p]	6 317,1 6 317,1 6 317,1 4 207,2 2 103,6 6 317,1	524,1 1 957,3 2 096,3 1 398,1 698,1 2 096,3)	12 960,8
63. TransCanada PipeLines Limited	GL-90 (AO-1)	Niagara Falls (Ontario)	85-11-01 94-11-01 95-11-01 96-11-01 (97-11-01	94-10-31 95-10-31 96-10-31 97-10-31 98-10-31[p]	1 416,4 1 062,3 708,2 354,1 1 416,4	514,4 388,8 259,2 129,6 518,4)	5 443,2
64. Transcontinental Gas Pipe Line Corporation	GL-91 (AO-1)	Niagara Falls (Ontario)[aa]	84-11-01 93-11-01 94-11-01 95-11-01	93-10-31 94-10-31 95-10-31 96-10-31	8 498,4 6 373,8 4 249,2 2 124,6	1 555,2 1 166,4 777,6 388,8	16 329,6
65. Union Gas Limited	GL-92 (AO-1)	Windsor (Ontario)	85-11-01 90-11-01 91-11-01 (92-11-01	90-10-31 91-10-31 92-10-31 93-10-31[p]	1 100,0 732,6 366,3 1 100,0	284,0 189,1 94,6 284,0)	1 703,7[m]
66. Westcoast Transmission Company Limited	GL-93 (AO-1)	Huntingdon (Colombie-Britannique)	89-11-01 92-11-01 93-11-01 94-11-01	92-10-31 93-10-31 94-10-31 95-10-31	8 498,3 6 373,7 4 249,1 2 124,6	3 101,9 2 326,4 1 550,9 775,5	13 958,5
67. Westcoast Transmission Company Limited	GL-94 (AO-1)	Huntingdon et Kingsgate (Colombie-Britannique) et Monchy (Saskatchewan) (maximum combiné)	89-11-01 90-11-01 91-11-01	90-10-31 91-10-31 92-10-31	13 731,0 9 144,8 4 572,4	4 637,1 3 088,3 1 544,1	9 269,5
		Maximaux autorisés à Monchy (Saskatchewan) dans le cadre des volumes combinés d'Huntingdon/ Kingsgate/Monchy	89-11-01 90-11-01 91-11-01	90-10-31 91-10-31 92-10-31	1 416,4 1 416,4 1 416,4	517,0 517,0 517,0	

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1983

	EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		MAXIMUM		
				DE	À	QUOTIDIEN (10^3 m^3)	ANNUEL (10^6 m^3)	GLOBAL (10^6 m^3)
	GAZ NATUREL							
			Maximaux autorisés à Kingsgate (Colombie-Britannique) dans le cadre des volumes combinés d'Huntingdon / Kingsgate / Monchy	89-11-01	90-10-31	2 832,8	N/S	
				90-11-01	91-10-31	2 832,8	N/S	
				91-11-01	92-10-31	2 832,8	N/S	
68	Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-95 (AO-1)	Niagara Falls (Ontario)	84-11-01	93-10-31	4 332,5	1 581,4	16 604,7
				93-11-01	94-10-31	3 249,4	1 186,0	
				94-11-01	95-10-31	2 166,2	790,7	
				95-11-01	96-10-31	1 083,1	395,4	

a) Emerson (Manitoba) et Niagara Falls (Ontario) ont été ajoutés comme points d'exportation supplémentaires aux licences GL-5, GL-17, GL-25 & GL-53 à compter du 1er novembre 1982 et aux licences GL-36 et GL-52 pour la période du 4 mars 1982 au 31 octobre 1982.

b) En plus du point d'exportation de Cardston (Alberta), on a permis que du gaz soit exporté d'Aden (Alberta) à condition que les volumes combinés exportés à Aden, aux termes des licences GL-5, GL-17, GL-25 et GL-36 ne dépassent pas 2 817,5 × $10^3 m^3$/d ou 563,5 × $10^6 m^3$/an durant la période allant de 1976-05-11 à 1979-12-31.

c) Interruptible. Remarquer que le chiffre de 226,6 × $10^6 m^3$ représente les exportations autorisées à court terme de 1965-11-01 à 1968-10-31.

d) Au cours de la période de 1980-11-01 à 1983-10-31, la détentrice de licences est autorisée à exporter des volumes supplémentaires dépassant la limite quotidienne conformément aux licences GL-18, GL-20 & GL-37, ces volumes additionnels étant assujettis à une interruption visant à assurer les ventes et le service du transport aux clients canadiens et étrangers. La quantité annuelle combinée de ces volumes interruptibles aux termes des trois licences ne doit pas dépasser 1 983,0 × $10^6 m^3$ au cours de la période allant de 1980-11-01 à 1981-10-31, et 1 400,0 × $10^6 m^3$ au cours de la période de 1981-11-01 à 1982-10-31 et de 1983-05-10 à 1983-10-31.

e) En plus d'Emerson (Manitoba) comme point d'exportation, la détentrice de licences a été autorisée à exporter du gaz, sur une base interruptible, à Niagara Falls (Ontario). De 1979-10-18 à 1979-12-16, la détentrice a été autorisée à exporter du gaz via Niagara Falls jusqu'à concurrence de 3 400,0 × $10^3 m^3$/d ou 119,0 × $10^6 m^3$/an, tandis que de 1980-06-05 à 1980-10-31, le maximum autorisé à ce point d'exportation était de 2 125 × $10^3 m^3$/d.

f) Cette licence autorise une exportation près d'Emerson (Manitoba) contre importation ultérieure près de Sault-Ste-Marie et de Sarnia (Ontario) pour desservir le marché de l'Est canadien.

g) Les exportations de gaz ont été autorisées à Aden (Alberta) à compter du jour où la quantité globale de gaz autorisée par la licence GL-8 a été exportée.

h) Cette licence autorise l'exportation près de Sprague (Manitoba) pour importation ultérieure près de Rainy River (Ontario).

i) La détentrice de licence est autorisée à exporter une quantité annuelle moyenne de 7 970,3 × $10^6 m^3$ ou un maximum de 8 369,8 × $10^6 m^3$, au cours de toute période de 12 mois consécutifs finissant le 31 octobre.

j) En plus de Huntingdon (C.-B.) comme point d'exportation, on a autorisé l'exportation de gaz à Kingsgate (C.-B.) de 1973-11-01 à 1979-10-31. De 1982-11-01 à 1983-03-31, les volumes d'exportation autorisés à Monchy (Saskatchewan) en vertu de cette licence sont supplémentaires aux volumes quotidiens et annuels dont l'exportation est autorisée à Huntingdon (C.-B.).

k) La quantité de gaz exportée à Emerson (Manitoba) en vertu de cette licence doit être équivalente aux quantités de gaz que la détentrice de licence importe près de Willow Creek (Saskatchewan), aux termes de la licence GLI-5.

l) Commence à la date de livraison et arrive à expiration 20 années après la date de la première livraison régulière ou une durée totale ne dépassant pas 25 ans après la première livraison. Le volume global des exportations ou la quantité équivalente exprimée en mètres cubes de GNL importé conformément à la licence GLI-7.

m) La quantité de gaz qui peut être exportée au cours d'une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre en vertu de la licence GL-53, avec la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de la licence GL-25, ne doit pas dépasser 206,8 × $10^6 m^3$.

n) Au cours de chaque année comprise dans la période de 1981-11-01 à 1987-10-31, durée de la licence, les exportations maximales autorisées à Emerson (Manitoba) sont équivalentes aux volumes combinés aux points d'exportation d'Emerson / Monchy moins les volumes reels exportés à Monchy (Saskatchewan).

o) La licence peut dépasser la limite quotidienne de 2 099,1 × $10^3 m^3$/d au cours de la période de 1980-11-01 à 1982-11-03 et 2 125 × $10^3 m^3$/d au cours de la période de 1982-11-04 à 1983-10-31 sous réserve d'une interruption pour assurer les ventes et le service du transport aux clients canadiens et étrangers de la TransCanada. La quantité de gaz exportée de 1982-11-01 à 1983-10-31 ne peut pas dépasser la limite inférieure de 612,8 × $10^6 m^3$ ou la différence entre le volume global et la quantité totale de gaz exportée jusqu'à 1982-10-31.

p) Au cours de la période de 1981-01-01 à 1981-05-14, la quantité totale de gaz qui peut être exportée en une journée quelconque ne doit pas dépasser la différence entre 6 317,1 × $10^3 m^3$ et la quantité de gaz exportée en vertu de la licence GL-1 cette journée-là.

q) Pour la période de 1982-11-04 à 1983-10-31, un volume quotidien de 2 832,8 × $10^3 m^3$/d peut être exporté aux points d'exportation combinés d'Emerson et de Monchy, un volume quotidien additionnel maximal de 2 432,7 × $10^3 m^3$/d de ce volume pouvant être exporté au point d'exportation de Monchy, sous réserve d'une interruption visant à satisfaire les besoins canadiens et d'autres besoins d'exportation.

r) Les volumes autorisés indiqués pour cette période seulement représentent le gaz payé mais dont on n'a pas pris livraison au cours de la durée de cette licence.

s) Au cours de la période de 1986-11-01 à 1987-10-31, la quantité totale de gaz qui peut être exportée en une journée quelconque ne doit pas dépasser la différence entre 12 998,4 × $10^3 m^3$ et la quantité de gaz exportée en vertu de la licence GL-3 cette journée-là.

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1983

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		QUANTITÉS MAXIMALES (m^3)
			DE	À	
PROPANE					
1. Dome Petroleum Limited	GL-31 (AO-7)	Tout point situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.	79-01-01	79-12-31	716 983
			80-01-01	80-12-31	688 571
			81-01-01	81-12-31	658 190
			82-01-01	82-12-31	620 476
			83-01-01	83-12-31	133 254
			84-01-01	84-12-31	133 254
			85-01-01	85-12-31	133 254
			86-01-01	86-12-31	133 254
			87-01-01	87-12-31	143 809
			88-01-01	88-12-31	193 016
			89-01-01	89-12-31	196 984
			90-01-01	90-12-31	169 047
			91-01-01	91-12-31	165 873
			92-01-01	92-12-31	165 079
			93-01-01	93-12-31	162 098
			94-01-01	94-12-31	103 988
2. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	GL-32 (AO-5)	Tout point situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.	79-01-01	79-12-31	92 698
			80-01-01	80-12-31	92 698
			81-01-01	81-12-31	92 698
			82-01-01	82-12-31	92 698
			83-01-01	83-12-31	92 698
			84-01-01	84-12-31	92 698
			85-01-01	85-12-31	92 698
			86-01-01	86-12-31	92 698
			87-01-01	87-12-31	92 698
			88-01-01	88-12-31	92 698
			89-01-01	89-12-31	92 698
			90-01-01	90-12-31	92 698
			91-01-04	91-12-31	92 698
			92-01-01	92-12-31	92 698
			93-01-01	93-12-31	92 698
			94-01-01	94-12-31	77 206
3. PanCanadian Gas Products Limited	GL-34 (AO-6)	Tout point situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.	79-01-01	79-12-31	63 730
			80-01-01	80-12-31	63 730
			81-01-01	81-12-31	63 730
			82-01-01	82-12-31	63 730
			83-01-01	83-12-31	63 730
			84-01-01	84-12-31	63 730
			85-01-01	85-12-31	63 730
			86-01-01	86-12-31	53 175
			87-01-01	87-12-31	3 968
4. Dome Petroleum Limited	GL-46 (AO-5)[c][d]	Tout point situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.	78-04-01	79-03-31	619 047
			79-04-01	80-03-31	601 587
			80-04-01	81-03-31	547 619

[c] Au cours de la période de 1984-11-01 à 1985-12-14, la quantité totale de gaz qui peut être exportée en une journée quelconque ne doit pas dépasser la différence entre 6 317,1 × $10^3 m^3$ et la quantité de gaz exportée en vertu de la licence GL-60 cette journée-là.

[d] Cette licence autorise l'exportation de gaz importé et stocké au Canada.

[e] La quantité totale ne doit pas dépasser la quantité totale en équivalent énergie de gaz synthétique riche en méthane livrée par Petrosar à la détentrice de licence en vertu de leur entente de vente de gaz synthétique riche en méthane, en date du 20 novembre 1974.

S/O signifie «sans objet».

N/S signifie «non spécifié».

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1983

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DUREE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		QUANTITES MAXIMALES (m^3)
			DE	A	
PROPANE					
			81-04-01	82-03-31	468 254
			82-04-01	83-03-31	535 000
			83-04-01	84-03-31	535 000
5. Dome Petroleum Limited	EPR-917-79[c]	Tout point situe sur la frontiere internationale entre le Canada et les Etats-Unis	79-09-06	96-01-31	Non specifiee
6 Compagnie des Petroles Amoco Canada Ltee Company Limited	EPR-918-79[c]	Identique a EPR-917-79	79-09-06	96-01-31	Non specifiee
7 PanCanadian Gas Products Limited	EPR-919-79[c]	Identique a EPR-917-79	79-09-06	91-01-31	Non specifiee
8 Compagnie Petrolere Imperiale Limitee	EPR-922-80[b]	Gretna (Manitoba)	80-09-01	90-08-31	Non specifiee
9 Compagnie des Petroles Amoco Canada Ltee	EPR-929-83[d]	Sarnia (Ontario)	83-11-01	84-10-31	18 476

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1983

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DUREE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		QUANTITES MAXIMALES (m^3)
			DE	A	
BUTANES					
1 Dome Petroleum Limited	EBU-1-74 (AO-3)[a]	Tout point situe sur la frontiere internationale entre le Canada et les États-Unis	78-04-01	79-03-31	792 461
			79-04-01	80-03-31	773 405
			80-04-01	81-03-31	689 235
			81-04-01	82-03-31	587 597
			82-04-01	83-03-31	528 837
			83-04-01	84-03-31	433 551
2 Dome Petroleum Limited	EBU-132-74 (AO-1)[b]	Gretna (Manitoba)	79-01-01	79-12-31	603 129
			80-01-01	80-12-31	580 324
			81-01-01	81-12-31	556 375
			82-01-01	82-12-31	532 601
			83-01-01	83-12-31	502 284
			84-01-01	84-12-31	452 037
			85-01-01	85-12-31	437 093
			86-01-01	86-12-31	402 186
			87-01-01	87-12-31	352 812
			88-01-01	88-12-31	341 711
			89-01-01	89-12-31	315 460
			90-01-01	90-12-31	299 627
			91-01-01	91-12-31	290 273
			92-01-01	92-12-31	272 057
			93-01-01	93-12-31	265 117
			94-01-01	94-12-31	245 012
			95-01-01	95-12-31	239 724
3 Compagnie des Petroles Amoco Canada Ltee	EBU-133-74 (AO-1)[b]	Gretna (Manitoba)	79-01-01	79-12-31	618 088
			80-01-01	80-12-31	575 893
			81-01-01	81-12-31	540 176
			82-01-01	82-12-31	488 674
			83-01-01	83-12-31	423 848
			84-01-01	84-12-31	374 315
			85-01-01	85-12-31	359 244
			86-01-01	86-12-31	308 345
			87-01-01	87-12-31	260 131
			88-01-01	88-12-31	239 549
			89-01-01	89-12-31	205 008
			90-01-01	90-12-31	179 455
			91-01-01	91-12-31	163 527
			92-01-01	92-12-31	135 973
			93-01-01	93-12-31	122 506
			94-01-01	94-12-31	95 286
			95-01-01	95-12-31	91 062

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1983

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		QUANTITÉS MAXIMALES (m^3)
			DE	À	
BUTANES					
4. PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74 (AO-1)[b]	Gretna (Manitoba)	79-01-01	79-12-31	213 822
			80-01-01	80-12-31	213 822
			81-01-01	81-12-31	213 822
			82-01-01	82-12-31	213 822
			83-01-01	83-12-31	213 822
			84-01-01	84-12-31	240 550
			85-01-01	85-12-31	240 550
			86-01-01	86-12-31	240 550
			87-01-01	87-12-31	240 550
			88-01-01	88-12-31	240 550
			89-01-01	89-12-31	240 550
			90-01-01	90-12-31	240 550
5. Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	EBU-911-80[b]	Gretna (Manitoba)	80-09-01	90-08-31	Non spécifiée
6. Texaco Canada Inc.	EBU-916-82[b]	Gretna (Manitoba)	82-07-01	92-06-30	Non spécifiée
7. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EBU-928-83[f]	Sarnia (Ontario)	83-11-01	84-10-31	Non spécifiée

G-IV (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'EXPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1983

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		QUANTITÉS MAXIMALES (m^3)
			DE	À	
ÉTHANE					
1. Dome Petroleum Limited	GL-45 (AO-5)[g]	Tout point situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.	78-04-01 79-04-01 80-04-01 81-04-01 82-04-01 83-04-01	79-03-31 80-03-31 81-03-31 82-03-31 83-03-31 84-03-31	530 325 537 245 547 703 565 080 571 399 549 883
2. Dome Petroleum Limited	GL-47 (AO-8)	Elmore (Saskatchewan) Windsor (Ontario)	78-08-15 79-01-01 80-01-01 81-01-01 82-01-01 83-01-01 84-01-01 85-01-01	78-12-31 79-12-31 80-12-31 81-12-31 82-12-31 83-12-31 84-12-31 85-12-31	835 298 2 211 664 2 195 866 2 053 688 1 563 962 1 405 986 1 184 820 458 130
3. Dome Petroleum Limited	GO-1-76 (AO-1)[h]	Elmore (Saskatchewan)	78-01-01	85-12-31	3 949 m^3/an
4. Dome Petroleum Limited	GL-51 (AO-4)	Elmore (Saskatchewan) Windsor (Ontario)	79-06-21	93-12-31	19 069 000

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'EXPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		QUANTITÉS MAXIMALES (m^3)
			DE	À	
ÉTHYLÈNE					
1. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76 (AO-2)	Elmore (Saskatchewan) Sarnia et Windsor (Ontario)	80-01-01	89-12-31	158 757 340 kg/an
2. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-76 (AO-1)[i]	Elmore (Saskatchewan)	78-01-01	97-12-31	68 038 860 kg/an

a) Licence d'importation-exportation aux termes de laquelle du propane importé à Sarnia ou à Windsor (Ontario) peut être exporté à tout endroit situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.
b) Ordonnance d'exportation à Gretna (Manitoba) contre importation ultérieure à Sarnia (Ontario).
c) Ordonnance d'exportation de propane à tout endroit situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis contre importation ultérieure du même propane dans les trente jours qui suivent le jour d'exportation.
d) Ordonnance d'exportation à Sarnia (Ontario) de propane antérieurement importé par l'Amoco pour retraitement dans son usine de fractionnement à Sarnia.
e) Ordonnance d'importation à Sarnia ou à Windsor (Ontario) contre exportation ultérieure à tout endroit situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.
f) Ordonnance d'exportation à Sarnia (Ontario) de butanes antérieurement importés par l'Amoco pour retraitement dans son usine de fractionnement à Sarnia.
g) Licence d'exportation en tout point situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis. La quantité d'éthane exportée en vertu de cette licence doit être égale aux quantités d'éthane que la détentrice de licence importe près de Sarnia et de Windsor (Ontario).
h) Ordonnance d'exportation d'éthane à Elmore (Saskatchewan) contre importation ultérieure à Windsor (Ontario).
i) Ordonnance d'exportation d'éthylène à Elmore (Saskatchewan) contre importation ultérieure à Windsor (Ontario).

G-V
EXPORTATIONS DE GAZ NATUREL

Exportateur et licence[a] ou ordonnance	10^6 m^3						
	Cumulatif[b] au 80-12-31	1981	1982	1983	Cumulatif[b] au 83-12-31	Total des exportations autorisées	Encore[c] sous licence
1. TransCanada PipeLines Limited GL-1	39 793,8	148,5	—	—	39 942,3	39 942,3	—
2. Alberta & Southern Gas Co. Ltd. GL-3	82 456,6	3 514,5	3 729,2	4 645,6	94 346,1	109 467,8	15 121,7
3. Westcoast Transmission Company Limited GL-4	24 413,7	928,8	738,6	656,4	26 737,5	35 250,9	8 513,4
4. Canadian-Montana Pipe Line Company GL-5	5 922,9	255,0	206,5	1,9	6 386,3	7 832,3	1 446,0
5. Niagara Gas Transmission Limited GL-6	2 472,6	108,3	68,3	27,7	2 676,9	3 433,0	756,1
6. Alberta & Southern Gas Co. Ltd. GL-16	27 876,4	1 367,6	317,8	210,0	29 771,8	45 721,1	15 949,3
7. Canadian-Montana Pipe Line Company GL-17	2 830,8	124,3	79,5	0,8	3 034,4	4 652,8	1 618,4
8. TransCanada PipeLines Limited GL-18	17 874,4	1 092,5	236,2	48,0	19 251,1	33 993,4	14 742,3
9. TransCanada PipeLines Limited GL-19	1 353,3	130,0	128,0	130,6	1 741,9	3 059,4	1 317,5
10. TransCanada PipeLines Limited GL-20	10 726,5	860,1	790,7	403,1	12 780,4	21 670,8	8 890,4
11. TransCanada PipeLines Limited GL-21	71 741,1	5 882,8	5 191,2	4 507,0	87 322,1	169 967,0	82 644,9
12. Alberta & Southern Gas Co. Ltd. GL-24	24 595,6	1 352,4	1 281,3	132,5	27 361,8	52 491,0	25 129,2
13. Canadian-Montana Pipe Line Company GL-25	3 508,4	5,2	2,7	—	3 516,3	4 905,4	1 389,1
14. ICG Transmission Holdings Limited GL-28	81,3	7,9	9,0	8,2	106,4	229,0	122,6
15. ICG Transmission Holdings Limited GL-29	1 972,1	149,7	135,1	151,4	2 408,3	5 462,2	3 053,9
16. ICG Transmission Holdings Limited GL-30	2 935,2	252,2	233,8	246,6	3 667,8	8 498,1	4 830,3

G-V (suite)
EXPORTATIONS DE GAZ NATUREL

Exportateur et licence[a] ou ordonnance	10^6 m^3						
	Cumulatif[b] au 80-12-31	1981	1982	1983	Cumulatif[b] au 83-12-31	Total des exportations autorisées	Encore[c] sous licence
17. Alberta & Southern Gas Co Ltd. GL-35	18 894,1	1 166,7	1 864,9	2 062,8	23 988,5	32 506,2	8 517,7
18. Canadian-Montana Pipe Line Company GL-36	929,9	122,8	100,2	30,3	1 183,2	1 628,5	445,3
19. TransCanada PipeLines Limited GL-37	20 347,6	1 760,7	1 647,0	839,7	24 595,0	40 601,0	16 006,9
20. TransCanada PipeLines Limited GL-38	5 104,8	373,0	200,0	178,1	5 855,9	10 368,0	4 512,1
21. TransCanada PipeLines Limited GL-39	741,9	49,5	12,0	1,7	805,1	1 493,0	687,9
22. Westcoast Transmission Company Limited GL-41	58 666,6	3 805,1	2 608,3	2 424,9	67 505,0	143 495,2	75 990,2
23. TransCanada PipeLines Limited GL-42	20 536,1	2 189,4	1 932,0	1 677,4	26 334,9	60 316,5	33 981,6
24. TransCanada PipeLines Limited GL-43	1 335,9	—	—	—	1 335,9	9 631,5	8 295,6
25. Consolidated Natural Gas Limited GL-44	3 969,6	370,2	277,9	254,4	4 872,1	18 951,3	14 079,2
26. Canadian-Montana Pipe Line Company GL-52	189,3	83,8	—	74,3	347,4	2 266,4	1 919,0
27. Columbia Gas Development of Canada Ltd. GL-54	—	—	—	—	—	3 556,1	3 556,1
28. Niagara Gas Transmission Limited GL-55	31,9	71,4	89,1	152,7	345,1	1 500,2	1 155,1
29. ProGas Limited GL-56	—	668,0	1 465,6	1 493,6	3 627,2	17 050,0	13 422,8
30. Sulpetro Limited GL-57	238,1	581,2	523,3	452,7	1 795,3	1 869,6	74,3
31. Pan-Alberta Gas Ltd. GL-58	—	—	1 427,8	3 137,4	4 565,2	50 146,0	45 580,8
32. Pan-Alberta Gas Ltd. GL-59	—	280,0	1 647,1	1 097,4	3 024,5	16 174,0	13 149,5
33. TransCanada PipeLines Limited GL-60	800,0	1 574,0	1 332,6	999,6	4 706,2	10 896,4	6 190,2
34. Consolidated Natural Gas Limited GL-61	103,8	707,1	1 265,4	607,4	2 683,7	13 389,6	10 705,9

G-V (suite)
EXPORTATIONS DE GAZ NATUREL

Exportateur et licence ou ordonnance[a]	10^6 m^3						
	Cumulatif[b] au 80-12-31	1981	1982	1983	Cumulatif[b] au 83-12-31	Total des exportations autorisées	Encore[c] sous licence
35. Union Gas Limited GL-64	6,7	296,1	284,4	196,9	784,1	1 420,0	635,9
36. Canadian-Montana Pipe Line Company GO-3-79	—	—	5,5	3,4	8,9	105,0	96,1
37. Gaz Métropolitain, inc. GO-4-80	—	—	—	—	—	13,3	11,6
38. Gaz Métropolitain, inc. GO-2-81	—	—	—	—	—	0,1	—
Exportations brutes[d]	452 451,2	30 278,8	29 831,1	26 854,5	539 414,6		
- Déduire les exportations ultérieures contre les importations:							
Point 25, GL-44	3 969,6	370,2	277,9	254,4	4 872,1		
Déduire les exportations contre importations ultérieures:							
Point 11, GL-21	71 741,1	5 882,8	5 191,2	4 507,0	87 322,1		
Point 16, GL-30	2 935,2	252,2	233,8	246,6	3 667,8		
Point 23, GL-42	20 536,1	2 189,4	1 932,0	1 677,4	26 334,9		
Exportations nettes	353 269,2	21 583,9	22 196,1	20 168,8	417 217,7		

a) Pour les renseignements sur la durée, le point d'exportation et les quantités maximales autorisées en vertu de chaque licence et ordonnance, voir l'annexe G-IV.
b) Les totaux cumulatifs ne comprennent que les licences et ordonnances d'exportation énumérées dans le tableau.
c) Il peut s'avérer impossible d'exporter toutes les quantités de gaz autorisées par les licences à cause des restrictions imposées sur les jours de consommation de pointe et les quantités annuelles.
d) Les exportations brutes indiquées se rapportent au total des licences et ordonnances restantes. En ce qui concerne les quantités exportées en vertu des licences et ordonnances expirées, veuillez consulter les rapports annuels antérieurs de l'Office national de l'énergie.
Les chiffres peuvent ne pas correspondre au total parce qu'ils ont été arrondis.
— —Quantité trop infime pour être exprimée.

G-VI

NOUVELLES LICENCES ET ORDONNANCES D'IMPORTATION DE GAZ NATUREL ET D'ÉTHANE DÉLIVRÉES EN 1983

TYPE DE LICENCE OU D'ORDONNANCE	IMPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'IMPORTATION	DURÉE DE L'ORDONNANCE		VOLUME MAXIMAL IMPORTÉ (10^9 m³)
				DE	À	
Nouvelle licence d'importation de gaz naturel	1. Transcontinental Gas Pipe Line Corporation	GL-91 (AO-1)[(m)]	Sarnia (Ontario)	84-11-01	96-10-31	16 329,6
Nouvelle ordonnance d'importation d'éthane	1. Dome Petroleum Limited	GO-1-83	Sarnia (Ontario)	83-12-22	84-03-31	0,160

G-VII

LICENCES ET ORDONNANCES D'IMPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1983

IMPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'IMPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		VOLUME MAXIMAL IMPORTÉ		
			DE	À	QUOTIDIEN 10^3m^3	ANNUEL 10^6m^3	GLOBAL 10^6m^3
Gaz naturel							
1. TransCanada PipeLines Limited	GL-21(AO-7)[(k)]	Sault-Ste-Marie et Sarnia (Ontario)	68-11-05	91-10-31	N/S	7 019,1	169 967,0
2. ICG Transmission Holdings Limited	GL-30(AO-3)[(k)]	Rainy River (Ontario)	70-11-01	95-10-31	1 321,8	344,0	8 498,1
3. TransCanada PipeLines Limited	GL-42(AO-3)[(k)]	Sault-Ste-Marie et Sarnia (Ontario)	71-04-15 71-11-01	71-10-31 94-10-21	N/S N/S	232,8 2 612,3	60 316,5
4. Consolidated Natural Gas Limited	GLI-5(AO-2)	Willow Creek (Saskatchewan)	72-03-15	92-10-31	4 249,2	1 274,8	18 951,3
5. Tenneco LNG Inc.	GLI-7	Saint-Jean (Nouveau-Brunswick)	[(c)]	[(d)]	N/S	418,68PJ	8 373,6PJ
6. Border Utilities Limited	GO-2-66(AO-2)	Coutts (Alberta)	66-06-02	85-09-14	30,0	N/S	N/S
7. Canadian Western Natural Gas Company Limited	GO-6-66(AO-3)	Coutts (Alberta)	66-09-22	85-09-14	30,0	N/S	N/S
8. Transcontinental Gas Pipe Line Corporation	GL-91(AO-1)[(m)]	Sarnia (Ontario)	84-11-01 93-11-01 94-11-01 95-11-01	93-10-31 94-10-31 95-10-31 96-10-31	4 249,2 3 158,9 2 124,6 1 062,3	1 555,2 1 166,4 777,6 388,8	16 329,6

G-VII (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'IMPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1983

IMPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'IMPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		VOLUME MAXIMAL IMPORTÉ (m^3)
			DE	A	
Propane					
1. Dome Petroleum Limited	GL-46(AO-5)[2]	Sarnia (Ontario) Windsor (Ontario)	78-04-01 79-04-01 80-04-01 81-04-01 82-04-01 83-04-01	79-03-31 80-03-31 81-03-31 82-03-31 83-03-31 84-03-31	619 047 601 587 547 619 468 254 535 000 535 000
2. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EPR-939-83[1]	Sarnia (Ontario)	83-08-01	84-10-31	18 476
Butanes					
1. Dome Petroleum Limited	EBU-1-74(AO-3)[3]	Sarnia (Ontario) Windsor (Ontario)	78-04-01 79-04-01 80-04-01 81-04-01 82-04-01 83-04-01	79-03-31 80-03-31 81-03-31 82-03-31 83-03-31 84-03-31	792 461 773 405 689 235 587 597 528 837 433 551
2. Dome Petroleum Limited	EBU-132-74(AO-1)[2]	Sarnia (Ontario)	79-01-01 80-01-01 81-01-01 82-01-01 83-01-01 84-01-01 85-01-01 86-01-01 87-01-01 88-01-01 89-01-01 90-01-01 91-01-01 92-01-01 93-01-01 94-01-01 95-01-01	79-12-31 80-12-31 81-12-31 82-12-31 83-12-31 84-12-31 85-12-31 86-12-31 87-12-31 88-12-31 89-12-31 90-12-31 91-12-31 92-12-31 93-12-31 94-12-31 95-12-31	603 129 580 324 556 375 332 601 502 284 452 037 437 093 402 186 352 812 341 711 315 460 299 627 290 273 272 057 265 117 245 012 239 724

G-VII (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'IMPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1983

IMPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'IMPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		VOLUME MAXIMAL IMPORTÉ (m^3)
			DE	A	
Butanes					
3. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EBU-133-74(AO-1)[b]	Sarnia (Ontario)	79-01-01	79-12-31	618 088
			80-01-01	80-12-31	575 893
			81-01-01	81-12-31	540 176
			82-01-01	82-12-31	488 674
			83-01-01	83-12-31	423 848
			84-01-01	84-12-31	374 315
			85-01-01	85-12-31	359 244
			86-01-01	86-12-31	308 345
			87-01-01	87-12-31	260 131
			88-01-01	88-12-31	239 549
			89-01-01	89-12-31	205 008
			90-01-01	90-12-31	179 455
			91-01-01	91-12-31	163 527
			92-01-01	92-12-31	135 973
			93-01-01	93-12-31	122 506
			94-01-01	94-12-31	95 286
			95-01-01	95-12-31	91 062
4. PanCanadian Gas Company Limited	EBU-134-74(AO-1)[b]	Sarnia (Ontario)	79-01-01	79-12-31	213 822
			80-01-01	80-12-31	213 822
			81-01-01	81-12-31	213 822
			82-01-01	82-12-31	213 822
			83-01-01	83-12-31	213 822
			84-01-01	84-12-31	240 550
			85-01-01	85-12-31	240 550
			86-01-01	86-12-31	240 550
			87-01-01	87-12-31	240 550
			88-01-01	88-12-31	240 550
			89-01-01	89-12-31	240 550
			90-01-01	90-12-31	240 550
5. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EBU-928-83[d]	Sarnia (Ontario)	83-11-01	84-10-31	N/S

G-VII (suite)

LICENCES ET ORDONNANCES D'IMPORTATION DE GAZ NATUREL, DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VIGUEUR AU 31 DÉCEMBRE 1983.

IMPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	POINT D'IMPORTATION	DURÉE DE LA LICENCE OU DE L'ORDONNANCE		VOLUME MAXIMAL IMPORTÉ (m^3)
			DE	À	
Éthane					
1. Dome Petroleum Limited	GL-45(AO-5)[j]	Sarnia et Windsor (Ontario)	78-04-01 79-04-01 80-04-01 81-04-01 82-04-01 83-04-01	79-03-31 80-03-31 81-03-31 82-03-31 83-03-31 84-03-31	530 325 537 245 547 703 565 080 571 399 549 883
2. Dome Petroleum Limited	GO-1-76(AO-1)[k]	Windsor (Ontario)	78-01-01	85-12-31	3 949 m^3/an
3. Dome Petroleum Limited	GO-1-83	Sarnia (Ontario)	83-12-22	84-03-31	160 000
Éthylène					
1. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-76(AO-1)[l]	Windsor (Ontario)	78-01-01	97-12-31	88 038 860 kg/an

[a] Licence d'exportation près d'Emerson (Manitoba) contre importation ultérieure près de Sault-Ste-Marie et de Sarnia (Ontario) pour desservir le marché de l'Est canadien.
[b] Licence d'exportation près de Sprague (Manitoba) contre importation ultérieure près de Rainy River (Ontario).
[c] À partir de la date de la première livraison.
[d] Vingt ans et six mois après la date de la première livraison régulière, ou une durée totale ne dépassant pas 25 ans.
[e] Licence d'importation-exportation par laquelle le propane importé à Sarnia ou à Windsor (Ontario) peut être exporté à un endroit quelconque de la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis, dans la province de l'Ontario.
[f] Licence d'importation-exportation par laquelle le propane importé à la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis près de Sarnia (Ontario) peut être exporté ultérieurement à ce même endroit.
[g] Ordonnance d'importation à Sarnia ou à Windsor (Ontario) contre exportation ultérieure à un endroit quelconque de la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.
[h] Ordonnance d'exportation à Gretna (Manitoba) contre importation ultérieure à Sarnia (Ontario).
[i] Licence d'importation-exportation par laquelle le butane importé à la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis près de Sarnia (Ontario) est exporté ultérieurement à ce même endroit.
[j] Licence d'exportation à un point quelconque situé sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis. La quantité d'éthane exportée en vertu de cette licence doit être égale à la quantité d'éthane que la détentrice de la licence importe près de Sarnia et de Windsor (Ontario).
[k] Ordonnance d'exportation d'éthane à Elmore (Saskatchewan) contre importation ultérieure à Windsor (Ontario).
[l] Ordonnance d'exportation d'éthylène à Elmore (Saskatchewan) contre importation ultérieure à Windsor (Ontario).
[m] Licence d'importation de gaz pour stockage au Canada et exportation ultérieure aux États-Unis.
N/S Non spécifié.

G-VIII
IMPORTATIONS DE GAZ NATUREL

Importateur et licence[a] ou ordonnance	10^6 m^3						
	Cumulatif[b] au 80-12-31	1981	1982	1983	Cumulatif[b] au 83-12-31	Total des importations autorisées	Encore[c] sous licence
1. Border Utilities Ltd. GO-2-66	13.8	0.8	1.0	0.9	16.5	N/S	—
2. Canadian Western Natural Gas Company Ltd. GO-6-66	22.3	2.2	3.6	3.0	31.1	N/S	—
3. Consolidated Natural Gas Limited GLI-5	4 030.1	376.2	283.1	258.1	4 947.5	18 951.3	14 003.8
4. TransCanada PipeLines Limited GL-21	71 709.6	5 851.8	5 174.6	4 480.6	87 216.6	169 967.0	82 750.4
5. ICG Transmission Holdings Limited GL-30	2 935.2	252.2	233.8	246.6	3 667.8	8 498.1	4 830.3
6. TransCanada PipeLines Limited GL-42	20 524.5	2 177.9	1 925.9	1 840.3	26 468.6	60 316.5	33 847.9
7. Gaz Métropolitain, inc. GO-3-80	0.7	0.9	—	—	1.6	13.3[f]	
Importations brutes[d]	99 236.2	8 662.0	7 662.0	6 829.5	122 349.7		
Déduire les importations contre exportations ultérieures:							
Point 3, GLI-5	4 030.1	376.2	283.1	258.1	4 947.5		
Point 7, GO-3-80	0.7	0.9	—	—	1.6		
Déduire les importations ultérieures des exportations [d]:							
Point 4, GL-21	71 709.6	5 851.8	5 174.6	4 480.6	87 216.6		
Point 5, GL-30	2 935.2	252.2	233.8	246.6	3 667.8		
Point 6, GL-42	20 524.5	2 177.9	1 925.9	1 840.3	26 468.6		
Importations nettes	38.1	3.0	4.6	3.9	47.6		

a) Pour les renseignements sur la durée, le point d'importation et les quantités maximales autorisées en vertu de chaque licence et ordonnance, voir l'annexe G-VII.

b) Les totaux cumulatifs ne comprennent que les licences et ordonnances d'importation énumérées dans le tableau.

c) Il peut s'avérer impossible d'importer toutes les quantités encore autorisées par les licences à cause des restrictions imposées sur les jours de consommation de pointe et les quantités annuelles.

d) Les importations brutes indiquées se rapportent au total des licences et ordonnances restantes. En ce qui concerne les quantités importées en vertu des licences et ordonnances expirées, veuillez consulter les *rapports annuels* antérieurs de l'Office national de l'énergie.
Les chiffres peuvent ne pas correspondre au total parce qu'ils ont été arrondis.

N/S Non spécifié

ANNEXE G-IX

EXPORTATIONS DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VERTU DE LICENCES ET D'ORDONNANCES À LONG TERME*—1983

(EN MÈTRES CUBES)

	EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	1981 RÉEL	1982 RÉEL	1983 (PRÉLIMINAIRE)
A	PROPANE				
1	Dome Petroleum Limited	GL-31	656 190	620 476	133 254
2	Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	GL-32	92 698	92 697	92 695
3	PanCanadian Gas Products Limited	GL-34	—	—	—
4	Dome Petroleum Limited	GL-46	448 435	333 100	494 882
5	Dome Petroleum Limited	EPR-908-77	—	S/O	S/O
6	Dome Petroleum Limited	EPR-917-79	729 595	747 873	459 406
7	Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EPR-918-79	562 853	558 248	574 273
8	PanCanadian Gas Products Limited	EPR-919-79	273 793	309 336	182 278
9	Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	EPR-922-80	397 007	397 634	409 873
10	Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EPR-924-81	—	S/O	S/O
11	Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EPR-925-81	—	—	S/O
12	NGL Supply Limited	EPR-926-81	212	429	S/O
13	Dome Petroleum Limited	EPR-927-82	S/O	—	—
14	Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EPR-928-83	S/O	S/O	4 706
15	Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EPR-929-83	S/O	S/O	—

G-IX (suite)

EXPORTATIONS DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VERTU DE LICENCES ET D'ORDONNANCES À LONG TERME*—1983

(EN MÈTRES CUBES)

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	1981 RÉEL	1982 RÉEL	1983 (PRÉLIMINAIRE)
B. BUTANES				
1. Dome Petroleum Limited	EBU-1-74	398 331	332 908	279 283
2. Dome Petroleum Limited	EBU-132-74	363 484	433 150	382 248
3. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EBU-133-74	314 005	324 542	365 540
4. PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74	123 351	138 335	76 353
5. Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	EBU-911-80	234 763	227 822	223 091
6. Dome Petroleum Limited	EBU-913-81	—	S/O	S/O
7. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EBU-914-81	—	S/O	S/O
8. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EBU-915-81	—	—	S/O
9. Texaco Canada Inc. Company Limited	EBU-916-82	S/O	24 184	49 645
10. Dome Petroleum Limited	EBU-927-82	S/O	2 090	S/O

G-IX (suite)

EXPORTATIONS DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VERTU DE LICENCES ET D'ORDONNANCES À LONG TERME*—1983

(EN MÈTRES CUBES)

EXPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	1981 RÉEL	1982 RÉEL	1983 (PRÉLIMINAIRE)
C ETHANE				
1 Dome Petroleum Limited	GL-45	489 840	374 397	386 978
2 Dome Petroleum Limited	GL-47	1 831 819	1 873 189	1 589 072
3 Dome Petroleum Limited	GO-1-76	—	—	—
4 Dome Petroleum Limited	GL-51	934 951	1 092 479	1 241 000
D ETHYLENE				
1 Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76	74 945 478	—	46 041 696
2 Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-76	68 000 000	65 951 333	68 038 860
3 Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-80	2 445 715	S/O	S/O
4 Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	EYL-2-79	1 245 700	—	S/O
5 Dow Chemical of Canada Inc.	EYL-1-81	S/O	—	S/O
6 Esso Chemical Canada	EYL-1-82	S/O	—	—
7 Petrosar Limited	EYL-2-82	S/O	—	—

* Voir les détails à l'annexe G-IV
S/O Sans objet

G-X

IMPORTATIONS DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VERTU DE LICENCES ET D'ORDONNANCES À LONG TERME*—1983

(EN MÈTRES CUBES)

IMPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	1981 RÉEL	1982 RÉEL	1983 (PRÉLIMINAIRE)
A. PROPANE				
1. Dome Petroleum Limited	GL-46	438 516	431 996	381 478
2. Dome Petroleum Limited	EPR-908-77	—	S/O	S/O
3. Dome Petroleum Limited	EPR-917-79	718 179	751 585	492 750
4. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée.	EPR-918-79	573 386	558 901	569 552
5. PanCanadian Gas Products Limited	EPR-919-79	273 793	309 336	182 278
6. Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	EPR-922-80	380 116	376 999	390 971
7. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EPR-924-81	—	S/O	S/O
8. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée.	EPR-925-81	—	—	S/O
9. NGL Supply Limited	EPR-926-81	641	—	S/O
10. Dome Petroleum Limited	EPR-927-82	S/O	—	—
11. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EPR-928-83	S/O	S/O	4 706
12. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EPR-929-83	S/O	S/O	—

G-X (suite)

IMPORTATIONS DE PROPANE, DE BUTANES, D'ÉTHANE ET D'ÉTHYLÈNE EN VERTU DE LICENCES ET D'ORDONNANCES À LONG TERME*—1983

(EN MÈTRES CUBES)

IMPORTATEUR	LICENCE OU ORDONNANCE	1981 RÉEL	1982 RÉEL	1983 (PRÉLIMINAIRE)
B. BUTANES				
1. Dome Petroleum Limited	EBU-1-74	314 441	311 167	277 967
2. Dome Petroleum Limited	EBU-132-74	345 893	433 594	382 972
3. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EBU-133-74	322 455	330 607	362 579
4. PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74	123 351	138 335	76 353
5. Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	EBU-911-80	225 405	218 997	212 600
6. Dome Petroleum Limited	EBU-913-81	—	S/O	S/O
7. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EBU-914-81	—	S/O	S/O
8. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EBU-915-81	—	—	S/O
9. Texaco Canada Inc.	EBU-916-82	S/O	23 722	52 103
10. Dome Petroleum Limited	EBU-927-82	S/O	2 090	S/O
C. ÉTHANE				
1. Dome Petroleum Limited	GL-45	493 859	503 777	420 164
2. Dome Petroleum Limited	GO-1-76	—	—	—
3. Dome Petroleum Limited	GO-1-83	S/O	S/O	—
D. ÉTHYLÈNE				
1. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76	74 945 478	—	46 041 696
2. Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-76	68 000 000	65 951 333	68 038 860

* Voir les détails à l'annexe G-VII.
S/O Sans objet.

G-XI

EXPORTATIONS NETTES DE PROPANE ET DE BUTANES

A) PROPANE (en mètres cubes)

EXPORTATEUR	1981 RÉEL	1982 RÉEL	1983 (PRÉLIMINAIRE)
Atlantic Speedy Propane Ltd.[e]	77.2	79	74
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	399 744	496 963	275 693
Big Horn Supply Ltd.	29 136	15 608	—
B.P. Resources Canada Ltd.	1 532.5	284	—
Burnwell Gas of Canada Ltd.	35 442	24 941	16 740
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	51 852	62 912	41 960
Canadian Superior Oil Ltd.	53 062	67 491	39 028
Can-Am Liquids Corp. Ltd.[a]	10 282	13 855	12 339
Chevron Canada Resources Ltd.	219 330	232 434	157 943
M-P Oils Ltd.[b]	17 350	15 218	10 906
Dillingham Construction Ltd.[c]	18 974	10 650	—
Dome Petroleum Limited	695 511	822 584	645 654
Elgin Petroleum Limited	7 289	14 346	2 127
Esso Resources Canada Limitée	392 653	336 573	207 295
ICG Gaz Liquide Ltée.	36 344	43 958	10 230
Gas Supply (Minneapolis) Ltd.	454	—	—
Les Produits Gulf Canada	448 050	502 170	369 992
Home Oil Company Limited	58 841	72 122	35 922
Hudson's Bay Oil and Gas Company Limited	55 861	11 214	—
Husky Oil Operations Limited	—	2 621	3 326
ICG Liquid Propane Gas Ltd.[d]	356	442	17 658
Irving Oil Company	—	—	—
Koch Hydrocarbons Canada	1 227	6 123	3 666
Mobil Oil Canada Ltd.	71 101	91 975	104 452
N.G.L. Supply Ltd.	14 719	17 293	753
Northern Petro Products Ltd.	1 802	1 194	821
Raymond Gas Liquids Inc.	—	2 893	5 076
PanCanadian Gas Products Ltd.	181 113	246 216	178 931
Petro-Canada Exploration Inc.	281 711	396 620	357 359
Petrosol International Ltd.	—	16 592	7 007
Proflame Limited[e]	—	271	322
Real International Marketing Ltd.	10 576	1 789	—
Ressources Shell Canada Limitée	142 139	149 198	141 240
Stephens Energy Limited	67 014	113 608	86 918
Stillings Canada Petroleum Company	92 475	56 300	44 099
Suncor Inc.[f]	—	672	—
Texaco Canada Inc.	150 554	127 425	118 481
Union Oil Co. of Canada Ltd.	32 405	27 025	18 478
Union Texas of Canada Ltd.	57 892	41 213	14 700
TOTAUX	3 636 868.7	4 042 872	2 929 190

a) Cette société a commencé à exporter en juillet 1980.
b) Cette société était connue auparavant sous le nom de Dynex Petroleum Ltd.
c) Avant juillet 1980, les exportations étaient enregistrées sous le nom de Canmore Oil and Gas Limited.
d) Avant janvier 1980, les exportations étaient enregistrées sous le nom de Canadian Propane Gas & Oil Ltd.
e) Cette société a commencé à exporter en avril 1982.
f) Cette société a commencé à exporter en novembre 1980.

G-XI (suite)

EXPORTATIONS NETTES DE PROPANE ET DE BUTANES

B) BUTANES (en mètres cubes)

EXPORTATEUR	1981 RÉEL	1982 RÉEL	1983 (PRÉLIMINAIRE)
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée.	399 348	462 711	376 909
Big Horn Supply Ltd.	16 951	4 635	—
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	36 348	55 735	16 335
Canadian Superior Oil Ltd.	85 777	60 019	36 708
Can-Am Liquids Corp. Ltd.[a]	6 218	4 406	5 939
Chevron Canada Resources Ltd.	5 640	27 476	36 537
M-P Oils Ltd.[b]	18 380	17 933	3 050
Dome Petroleum Limited	457 444	629 273	595 077
Elgin Petroleum Limited	8 488	5 144	2 040
Esso Resources Canada Limitée	130 732	220 917	333 591
Gas Supply (Minn.) Ltd.	117	22 110	3 484
Gray Oil Corporation[c]	—	2 421	243
Home Oil Company Limited	107 763	113 724	45 086
Hudson's Bay Oil and Gas Company Limited	237 782	56 932	—
Husky Oil Operations Ltd.	6 125	9 127	5 276
Koch Hydrocarbons Canada	183 599	182 331	63 720
Mobil Oil Canada Ltd.	33 321	64 688	39 810
Murphy Oil Company Ltd.	8 507	—	—
N.G.L. Supply Ltd.	50 167	42 422	2 813
Northern Petro Products Ltd.	15 449	722	2 858
Raymond Gas Liquids Inc.	493	733	1 827
PanCanadian Gas Products Ltd.	88 124	129 899	84 820
Petro-Canada Exploration Inc.	92 386	120 232	241 010
Petrosol International Ltd.	17 695	45 086	6 697
Real International Marketing Ltd.[e]	9 236	1 774	—
Rivecal Energy Limited[d]	—	122	612
Ressources Shell Canada Limitée	168 437	146 481	138 702
Stephens Energy Limited	107 523	118 639	52 674
Stillings Canada Petroleum Company	140 784	115 557	23 430
Texaco Canada Inc.	129 017	185 724	144 254
Union Oil Co. of Canada Ltd.	1 889	5 575	—
TOTAUX	2 543 740	2 852 548	2 263 502

a) Cette société a commencé à exporter en juillet 1980.
b) Cette société était connue auparavant sous le nom de Dynex Petroleum Ltd.
c) Cette société a commencé à exporter en juin 1982.
d) Cette société a commencé à exporter en novembre 1982.
e) Cette société a commencé à exporter en juin 1981.

O-I

CERTIFICATS DE COMMODITÉ ET DE NÉCESSITÉ PUBLIQUES DÉLIVRÉS EN 1983 POUR DES OLÉODUCS

Aucun certificat n'a été délivré en 1983.

O-II

ORDONNANCES DÉLIVRÉES EN 1983 POUR DE NOUVELLES INSTALLATIONS D'OLÉODUCS—CONSTRUCTION DE CLASSE «B»

REQUÉRANTE	ORDONNANCE	DATE DE DÉLIVRANCE	INSTALLATIONS	COÛT ESTIMATIF
				($)
Dome Kerrobert Pipeline Ltd. and PanCanadian Kerrobert Pipeline Ltd.	XO-3-83	83-09-21	Stations de pompage intermediaire, equipement de pompage	3 943 000
Pipe Line Interprovincial Limitee	XO-1-83	83-05-04	Modifications de la canalisation, canalisation additionnelle, installation de chargement de camions	16 400 000*
Manito Pipelines Ltd.	XO-2-83	83-05-18	Canalisations et installations additionnelles pour le prolongement de Blackfoot-Hazeldine	8 215 500

*Cette ordonnance est toujours en revision.

O-II (suite)

ORDONNANCES DÉLIVRÉES EN 1983 POUR DE NOUVELLES INSTALLATIONS D'OLÉODUCS—CONSTRUCTION DE CLASSE «C»

REQUÉRANTE	ORDONNANCE	DATE DE DÉLIVRANCE	INSTALLATIONS	COÛT ESTIMATIF
				($)
Cochin Pipe Lines Ltd.	XOM-1-83	83-01-12	Simulateur de terminal télécommandé, compilateur de la base de données	27 000
Dome NGL Pipeline Ltd.	XOM-9-83	83-06-03	Remplacement du système de télémesure	151 500
Pipe Line Interprovincial Limitée	XOM-2-83	83-02-09	Installations d'injection—Station de pompage	5 500 000
Pipe Line Interprovincial Limitée	XOM-6-83	83-04-20	Ajouts et modifications aux stations de pompage, mélangeurs pour réservoirs, bâtiments, etc.	844 700
Pipe Line Interprovincial Limitée	XOM-13-83	83-08-31	Capacité de stockage de produits raffinés, croisements entre canalisations de 12 et de 20 pouces	3 646 500
Pipe Line Interprovincial Limitée	XOM-14-83	83-10-26	Ouvrages aux stations de pompage, travaux de construction, systèmes d'ordinateurs, contrôle des canalisations, automobiles, matériel de travail, améliorations des installations louées, ameublement et équipement de bureau, etc.	8 039 500
Manito Pipelines Ltd.	XOM-11-83	83-07-20	Remplacement de canalisations, vanne de sectionnement, appareil de surveillance des vibrations et équipement d'essai, abri de l'équipement de comptage, extincteurs, bâtiment de stockage, peinture etc.	365 500
Manito Pipelines Ltd.	XOM-15-83	83-10-05	Remplacement de canalisations	15 400
Petroleum Transmission Company	XOM-7-83	83-05-11	Modifications aux canalisations, vannes de sectionnement, remplacement des indicateurs de masse spécifique	471 800
Petroleum Transmission Company	XOM-12-83	83-08-17	Modifications aux canalisations	231 313
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-3-83	83-03-16	Remplacement de collecteurs de station par des canalisations droites	83 600
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-4-83	83-03-16	Remplacement de collecteurs de station par des canalisations droites	192 500
Pipelines Trans-Nord Inc.	XOM-5-83	83-03-23	Terminal télécommandé par micro-ordinateur, nettoyage, clôtures, équipement, remplacement, interphone, réinstallation de la ligne de transport d'énergie	88 000
Pipelines Trans-Nord Inc.	XOM-16-83	83-10-12	Terminal télécommandé, programme de vannes de sectionnement, installations d'inspection, protection contre les h[bas] pressions, photocopieur, brides et trousses	269 500
Wascana Pipe Line Ltd.	XOM-10-83	83-07-06	Modifications aux canalisations, contrôles électriques	21 230

O-II (suite)

ORDONNANCES DÉLIVRÉES EN 1983 POUR DE NOUVELLES INSTALLATIONS D'OLÉODUCS—CONSTRUCTION DE CLASSE «C»

REQUERANTE	ORDONNANCE	DATE DE DÉLIVRANCE	INSTALLATIONS	COÛT ESTIMATIF
				($)
Wascana Pipe Line Ltd.	XOM-17-83	83-11-30	Améliorations de la station de Regina	7 700
Westspur Pipe Line Company	XOM-8-83	83-05-25	Remplacement de canalisations	278 500

O-III

EXPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT CANADIEN ET D'ÉQUIVALENTS EN 1983 ET 1982

Société	Destination	1983		1982	
		Total annuel en mètres cubes	Moyenne quotidienne	Total annuel en mètres cubes	Moyenne quotidienne
Amoco Products Company	Whiting, Indiana	977 885,6	2 679,1	214 363,4	587,3
Ashland Oil Inc.	St. Paul, Minnesota	116 089,5	318,0	138 718,7	380,1
Cdn. Hydrocarbons Ltd.	Cut Bank, Montana	1 313,8	3,6	1 237,0	3,4
Clark Oil	Blue Is., Illinois	116 352,6	318,8	—	—
Conoco Inc.	Billings, Montana	511 198,9	1 401,0	82 738,6	266,7
Consumers Power Co.	Bay City, Michigan	75 736,6	207,4	1 729,5	4,7
Farmers Union Central Exchange	Billings, Montana	695 214,2	1 904,7	169 807,2	465,2
Getty Oil	Guernsey, Wyoming	95 984,7	262,9	—	—
Koch Refining Co.	Pine Bend, Minnesota	7 220 290,5	19 781,6	6 773 273,5	18 556,9
Laketon Asphalt Refining Inc.	Laketon, Indiana	320 007,5	876,7	161 414,8	442,2
Marathon Oil Co.	Detroit, Michigan	711 621,1	1 949,7	28 839,0	79,0
Marubeni Corp.	Japon	68 159,2	186,7	—	—
Mobil Oil Corp.	Joliet, Illinois	1 384 651,5	3 793,6	1 084 495,0	2 971,2
Murphy Oil Corp.	Superior, Wisconsin	290 166,2	794,9	290 698,2	796,4
Nippon Oil	Japon	71 576,6	196,1	—	—
Noco Refining	Tonawanda, New York	202 188,9	553,9	—	—
Pilot Petroleum	Golfe du Mexique	71 398,0	195,6	—	—
Simmons Refining	Great Falls, Montana	102 372,4	280,4	—	—
Sun Oil	Marysville, Michigan	471 500,8	1 291,8	—	—
Textrade	Japon	78 962,9	216,3	—	—
Total Oil Ltd.	Alma, Michigan	24 993,4	68,4	—	—
Trans World Oil Ltd.	Golfe du Mexique	243 227,5	666,3	—	—
Union Oil Co. Calif.	Lemont, Illinois	546 510,9	1 497,3	67 062,9	183,7
United Ref.	Warren, Pennsylvanie	1 174 927,1	3 219,5	—	—
Universal Petroleum	Golfe du Mexique	60 701,3	166,3	—	—
Autres	—	805,8	2,2	54 292,9	148,7
TOTAL		15 663 821,3	42 832,3	9 068 670,7	24 845,5

O-IV

REDEVANCES D'EXPORTATION SUR LE PÉTROLE BRUT ET LES PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS—1983

($ PAR MÈTRE CUBE)

CATEGORIE	JAN.[1]	FEV[2]	MAR.	AVR	MAI	JUIN	JUIL.	AOUT[3]	SEPT	OCT	NOV	DEC
Leger, moyen et condensat	97.20	47.65	43.75	43.75	43.75	43.75	43.75	43.75	43.75	46.90	46.90	43.75
Leger, canadien acide	—	36.80	32.90	32.90	32.90	32.90	32.90	32.90	32.90	36.05	36.05	32.90
Reagan	97.75	48.20	44.30	44.30	44.30	44.30	44.30	44.30	44.30	47.45	47.45	44.30
Mélanges de type Lloydminster	44.40	12.00	8.10	1.80	1.80	4.95	8.10	13.10	13.10	16.25	16.25	16.25
Mélanges Wainwright/Kinsella	43.15	9.95	6.05	—	—	2.90	6.05	11.05	11.05	14.20	14.20	14.20
Fosterton	51.10	19.00	15.10	8.80	8.80	11.95	15.10	20.10	20.10	23.25	23.25	23.25
Smiley-Coleville	45.75	11.90	8.00	1.70	1.70	4.85	8.00	13.00	13.00	16.15	16.15	16.15
Bow River	55.15	17.45	13.55	7.25	7.25	10.40	13.55	18.55	18.55	21.70	20.10	20.10
Midale	54.25	20.15	16.25	9.95	9.95	13.10	16.25	21.25	21.25	24.40	24.40	24.40
Chauvin	—	—	—	—	—	—	6.40	11.40	11.40	14.55	14.55	14.55
Cold Lake	24.60	—	—	—	—	—	—	—	—	2.15	2.15	2.15
Essence et carbureacteur B	35.85	31.45	23.65	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64
Distillats moyens	37.75	31.45	23.65	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	31.47	31.47	23.64
Mazout lourd de C.-B.	54.60	62.30	62.30	44.15	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	26.87	23.64
Mazout lourd d'autres régions	25.15	23.65	23.65	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64
Pétrole partiellement traité	54.60	62.30	62.30	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64	23.64

1) Réduction de 25,25 dollars par mètre cube applicable aux volumes de pétrole brut et d'équivalents exportés en janvier et entrés dans les réseaux d'oléoducs d'exportation après le 1er janvier 1983.
2) Après application d'une réduction générale de 11,70 $ par mètre cube.
3) Les redevances d'exportation sont en vigueur le 4 août 1983.

O-V

ÉCHANGES DE PÉTROLE BRUT ET D'ÉQUIVALENTS AVEC LES ÉTATS-UNIS VIA LES RÉSEAUX PIPELINIERS DU MILIEU DU CONTINENT—1983

DÉTENTRICE DE LICENCES	PARTENAIRE DE L'ÉCHANGE	QUANTITÉ EN MÈTRES CUBES		
		AUTORISÉE	EXPORTÉE	IMPORTÉE
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	Exxon Corporation	53 227.0	25 220.0	22 654.9
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	Gladieux Refinery	8 620.0	4 577.5	2 709.5
Petro Canada Inc.	Conoco Inc.	120 200.0	63 447.1	65 908.6
Shell Canada Limitée	Conoco Inc.	404 018.7	372 742.4	360 334.3
Shell Canada Limitée	Farmers Union Central Exchange	255 139.6	154 878.0	147 372.9
Shell Canada Limitée	Shell Oil Co.	290 053.0	344 717.0	346 789.5
Shell Canada Limitée	Simons Crude Oil Co.	11 832.7	10 351.9	10 345.0
TOTAL		1 143 091.0	975 933.9	956 114.7

O-VI

EXPÉDITIONS AU TITRE D'ÉCHANGE—EST DU CANADA—1983

DÉTENTRICE DE LICENCE	PARTENAIRE DE L'ÉCHANGE	QUANTITÉ EN MÈTRES CUBES		
		AUTORISÉE	EXPORTÉE	IMPORTÉE
Texaco Canada Inc.	Texaco Inc.	190 697.0	144 163.1	142 400.0
Ultramar Canada Inc.	Conoco Inc.	580 350.0	581 100.8	470 487.3
Ultramar Canada Inc.	Golden Eagle Inc.	200 694.5	72 115.5	72 115.5
TOTAL		1 031 741.5	797 378.4	685 002.8

O-VII

EXPORTATIONS DE PRODUITS PÉTROLIERS ET IMPORTATIONS DE MAZOUT LOURD AUTORISÉES PAR DES LICENCES—1983 (EN MÈTRES CUBES)

	EXPORTATIONS						IMPORTATIONS
MOIS	PÉTROLE PARTIELLEMENT TRAITÉ	ESSENCE ET CARBURÉACTEUR B	EXPORTATIONS MAZOUT LOURD	DISTILLATS MOYENS	ASPHALTE	TOTAL	IMPORTATIONS MAZOUT LOURD*
Janvier	9 975,7	30 808,9	116 507,6	44 137,9	432,0	201 862,1	150 463,2
Février	20 046,1	42 232,4	137 858,0	145 797,9	871,7	346 806,1	210 816,0
Mars	20 125,3	64 629,6	222 634,7	101 319,7	1 544,0	410 253,3	121 930,7
Avril	20 140,0	148 179,8	203 116,6	95 572,4	5 569,8	470 578,6	64 969,8
Mai	36 559,6	239 381,4	123 874,1	214 316,2	15 401,0	629 532,3	10 419,6
Juin	45 130,1	181 932,4	122 764,8	277 167,1	28 044,7	655 039,1	72 549,3
Juillet	9 834,2	122 600,4	128 942,6	252 193,2	27 944,6	541 515,0	38 334,1
Août	9 928,4	110 382,8	110 766,7	256 423,9	40 980,7	528 420,5	106 202,3
Septembre	19 346,6	81 005,6	165 663,8	149 270,1	32 408,8	447 694,9	97 347,6
Octobre	29 928,2	163 107,4	117 176,5	232 892,8	25 747,7	568 852,6	80 161,7
Novembre	21 156,9	48 138,3	108 338,9	177 973,9	6 408,5	362 016,5	76 874,8
Décembre	61 209,5	116 224,4	91 366,3	188 152,3	24 062,5	481 015,0	120 930,0
TOTAL	303 380,6	1 346 623,4	1 649 010,6	2 135 217,4	209 416,0	5 643 648,0	1 150 999,1

O-VIII

EXPORTATIONS AUTORISÉES DE CARBURANTS DE SOUTE D'AVIATION ET DE MARINE POUR LE TRANSPORT INTERNATIONAL (EN MÈTRES CUBES)

MOIS	CARBURÉACTEUR A(1)	CARBURÉACTEUR B(1)	MAZOUT LOURD	GAZ OIL MARIN/DIESEL	TOTAL
Janvier	31 777	4 515	44 994	15 394	96 680
Février	33 630	7 944	43 626	11 812	97 012
Mars	18 467	6 481	40 625	16 661	82 234
Avril	49 663	6 684	71 840	26 113	154 300
Mai(2)	—	—	—	—	—
Juin	—	—	—	—	—
Juillet	—	—	—	—	—
Août	—	—	—	—	—
Septembre	—	—	—	—	—
Octobre	—	—	—	—	—
Novembre	—	—	—	—	—
Décembre	—	—	—	—	—
TOTAL	133 537	25 624	201 085	69 980	430 226

(1) Les exportations de carburéacteur excluent le combustible utilisé par les lignes aériennes du Canada.
(2) Depuis le 1er mai 1983, les combustibles de soute marine et aviation pour le transport international ne font plus l'objet de licences d'exportation.

E-I

CERTIFICATS DE COMMODITÉ ET DE NÉCESSITÉ PUBLIQUES POUR DES LIGNES INTERNATIONALES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ, DÉLIVRÉS AUX TERMES DE L'ARTICLE 44 EN 1983

Aucun certificat n'a été délivré en 1983

E-II

ORDONNANCE RELATIVE À UNE LIGNE INTERNATIONALE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ DÉLIVRÉE EN 1983

TYPE D'ORDONNANCE	REQUÉRANTE	INSTALLATIONS	DATE DE DÉLIVRANCE	ORDONNANCE
Ordonnance en vertu du Règlement sur les lignes internationales de transmission de force motrice	1. Ontario Hydro	Ordonnance approuvant une modification de la description de la ligne internationale de transport d'électricité autorisée en vertu de l'ordonnance numéro XE-2-72	24 nov. 1983	AO-1-XE-2-72

E-III

LICENCE D'EXPORTATION DE PUISSANCE ET D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUES DÉLIVRÉE AUX TERMES DE L'ARTICLE 82 EN 1983

REQUÉRANTE	CATÉGORIE	MÉGAWATTS	GIGAWATTS-HEURES PAR AN	DURÉE		DATE DE L'AUDIENCE	DATE DE DÉLIVRANCE	LICENCE
				DE	À			
1. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Garantie	130	1138	83-01-27	95-10-31	8 et 9 nov. 1982	27 janv. 1983	EL-150

E-IV

ORDONNANCES D'EXPORTATION DE PUISSANCE ET D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUES DÉLIVRÉES EN 1983

Ordonnances délivrées en vertu de l'article 7 du Règlement (partie VI de la Loi)

REQUERANTE	CATEGORIE	KILOWATTS	KILOWATTS-HEURES PAR AN	DURÉE		DATE DE DÉLIVRANCE	ORDONNANCE
				DE	A		
1 Canadian Niagara Power Company, Limited	Interruptible	—	75 000 000	83-04-01	84-09-30	23 mars 1983	ELO-175
2 Manitoba Hydro	Garantie	12	15 000	83-08-01	86-07-31	9 mai 1983	ELO-176
3 Boise Cascade Canada Ltd	Interruptible	8 000	70 000 000	83-07-01	86-06-30	30 juin 1983	ELO-177
4 Hydro-Quebec	Transfert de transit	4 000	20 000 000	83-11-01	84-06-30	1er nov. 1983	ELO-178

ORDONNANCES D'EXPORTATION DE PUISSANCE ET D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUES DÉLIVRÉES EN 1983

Ordonnances de modification relatives à l'électricité

REQUERANTE	LICENCE OU ORDONNANCE VISÉE	DATE DE DÉLIVRANCE	ORDONNANCE	REMARQUES
1. St. Lawrence Power Company	EL-114	17 mars 1983	AO-2-EL-114	Modification augmentant la quantité de puissance à exporter en vertu de la licence EL-114.
2. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	EL-140	23 mars 1983	AO-2-EL-140	Modification reflétant l'intention de l'Office au moment où il a insére la modalité 5 dans la licence.
3. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	EL-137	6 juillet 1983	AO-1-EL-137	Modification prolongeant d'une année la durée de la licence.
4. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	EL-139	6 juillet 1983	AO-1-EL-139	Modification prolongeant d'une année la durée de la licence.
5. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	EL-140	4 août 1983	AO-3-EL-140	Modification ajoutant une nouvelle entente d'achat de puissance avec la Central Maine Power Company.
6. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	EL-64	20 oct. 1983	AO-2-EL-64	Modification portant sur les périodes annuelles durant lesquelles l'énergie peut être exportée.
7. Maine and New Brunswick Electrical Power Company Limited	EL-22	20 oct. 1983	AO-1-EL-22	Modification autorisant une augmentation du prix de la puissance.
8. Hydro-Quebec	EL-113	17 nov. 1983	AO-2-EL-113	Modification prolongeant de 8 mois la durée de la licence.
9. Ontario Hydro	ELO-166	24 nov. 1983	AO-1-ELO-166	Modification augmentant la quantité de puissance et d'énergie autorisée en vertu de l'ordonnance ELO-166.

E-V

EXPORTATIONS D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE — ANNÉE CIVILE 1983

EXPORTATEUR	LICENCE	MÉGAWATTS-HEURES					VALEUR DÉCLARÉE DES EXPORTATIONS EN DOLLARS	
		AUTORISÉES AUX TERMES DES LICENCES		ENERGIE BRUTE EXPORTÉE				
		GARANTIE	INTER-RUPTIBLE	GARANTIE	INTER-RUPTIBLE	ECHANGES[1]	GARANTIE	INTER-RUPTIBLE
1. Maine and New Brunswick Electrical Power Company, Limited	EL-22	250 000	—	126 279	—	—	1 041 873	—
	EL-23	—	25 000	—	—	—	—	—
2. Fraser Inc.	EL-122	400 000	—	299 370	—	—	10 603 379	—
	EL-123	—	50 000	—	—	—	—	—
3. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	AO-2-EL-64	3 504 000	—	512 933	—	-1 138	34 757 257	—
	AO-1-EL-137	876 000	—	695 498	—	-11 234	43 926 545	—
	EL-138	876 000	—	695 498	—	-11 234	43 926 545	—
	AO-1-EL-139	92 000	—	37 810	—	-2 444	2 591 258	—
	AO-3-EL-140	—	6 482 400[2]	—	2 757 367	529	—	128 608 150
	EL-141	1 226 400	—	—	—	419 461	—	—
	EL-142	140 000	—	—	—	—	—	—
	EL-143	—	300 000	—	78 097	-39 869	—	4 386 961
	EL-144	250 000	—	—	—	25 016	—	—
	EL-145	—	179 000	—	4 985	-1 837	—	278 129
	EL-150	1 138 000	—	103 395	—	-1 713	5 783 652	—
	ELO-169 à ELO-171	300	—	212	—	—	15 828	—
TOTAL, NOUVEAU-BRUNSWICK				2 470 995	2 840 449	375 537	142 646 337	133 273 240
4. La Société de Transmission Electrique de Cedars Rapids Ltée	ELO-174	20 000	—	—	—	—	—	—
5. Hydro-Québec	EL-96	3 000 000	—	3 000 000	—	—	115 117 302	—
	AO-2-EL-113	—	10 200 000[3]	—	7 027 883	663	—	217 219 316
	EL-131	—	320 000	—	—	—	—	—
	EL-132	160 200	—	63 260	—	—	2 235 869	—
	EL-133	—	525 000[4]	—	134 237	—	—	5 090 944
	ELO-154 à ELO-156 et ELO-158 à ELO-165	1 752	—	315	—	—	14 081	—
	ELO-178	20 000	—	—	—	1 816	—	—
TOTAL, QUÉBEC				3 063 575	7 162 120	2 479	117 367 252	222 310 260
6. Ontario Hydro	EL-32	15 000	—	963	—	—	1 926	—
	EL-134	—	10 000 000	—	—	-211 988	—	—
	EL-135	10 500 000	—	4 155 596	—	—	174 405 914	—
	EL-136	—	20 000 000[5]	—	7 741 188	27 845	—	272 647 361
	AO-1-ELO-166	200	—	4	—	—	224	—
7. Canadian Niagara Power Company Limited	AO-1-EL-124	130 000	—	—	—	—	—	—
	AO-1-EL-125	—	380 000[6]	—	353 252	11 183	—	13 491 740
	ELO-175	—	100 000	—	—	—	—	—
8. Boise Cascade Canada Ltd.	ELO-177	—	70 000	—	—	—	—	—
9. The Detroit and Windsor Subway Company	ELO-173	2 000	—	1 072	—	—	—	—
10. The Canadian Transit Company	ELO-167	25	—	24	—	—	—	—

E-V (suite)

EXPORTATIONS D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE — ANNÉE CIVILE 1983

EXPORTATEUR	LICENCE	MÉGAWATTS-HEURES					VALEUR DÉCLARÉE DES EXPORTATIONS EN DOLLARS	
		AUTORISÉES AUX TERMES DES LICENCES		ÉNERGIE BRUTE EXPORTÉE				
		GARANTIE	INTER-RUPTIBLE	GARANTIE	INTER-RUPTIBLE	ÉCHANGES[1]	GARANTIE	INTER-RUPTIBLE
11. St. Lawrence Power Company	AO-2-EL-114	—	250 000	—	—	99 681	—	—
	EL-115	—	150 000	—	27 036	—	—	666 172
	EL-116	—	150 000	—	—	1 228	—	—
12. Dow Chemical of Canada Limited	AO-1-EL-121	—	438 000	—	—	—	—	—
TOTAL, ONTARIO				4 157 659	8 121 476	-72 051	174 408 064	286 805 273
13. Manitoba Hydro	EL-97	—	1 500 000	—	1 602 663	—	—	21 840 828
	EL-98	876 000	—	202 584	—	—	5 706 602	—
	EL-99	262 800	—	262 800	—	—	3 564 101	—
	EL-100	800 000	—	—	—	—	—	—
	EL-101	2 500 000	—	—	—	6 775	—	—
	EL-102	5 000 000	—	—	—	—	—	—
	EL-103	—	12 000 000[7]	—	3 897 695	20 038	—	57 959 507
	ELO-172 et ELO-176	7 899	—	1 722	—	—	40 178	—
TOTAL, MANITOBA				467 106	5 500 358	26 813	9 310 881	79 800 335
14. Saskatchewan Power Corporation	EL-117	438 000	—	45 500	—	—	1 473 745	—
	EL-119	—	876 000[8]	—	15 913	19 787	—	174 319
	EL-120	876 000[8]	—	—	—	—	—	—
TOTAL, SASKATCHEWAN				45 500	15 913	19 787	1 473 745	174 319
15. British Columbia Hydro and Power Authority	EL-126	32 000	—	13 248	—	—	503 807	—
	EL-127	2 000 000	—	—	—	1 176 953	—	—
	EL-128	3 000 000	—	—	—	—	—	—
	EL-129	—	525 600	—	349 860	—	—	6 939 507
	EL-130	—	10 000 000[9]	—	2 553 567	392 136	—	69 603 378
	ELO-168	600	—	339	—	—	41 997	—
16. Cominco Ltd.	EL-146	50 000	—	—	—	—	—	—
	EL-147	—	1 100 000	—	145 330	1 770	—	3 900 000
	EL-148	250 000	—	—	—	—	—	—
	EL-149	—	1 000 000	—	—	—	—	—
17. West Kootenay Power and Light Company	ELO-157	50	—	30	—	—	1 305	—
TOTAL, COLOMBIE-BRITANNIQUE				13 617	3 048 757	1 570 859	547 109	80 442 885
TOTAL, CANADA[10]				10 218 452	26 689 073	1 923 424	445 753 388	802 806 312

(1) Les échanges comprennent les débits imprévus et d'acheminement, les échanges d'équivalence, le stockage, les transferts d'ajustement, d'acheminement ou de transit.

(2) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 6 482,4 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes des licences EL-64, EL-137, EL-138 et EL-150.

(3) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 10 200 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes de la licence EL-96.

(4) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 525 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes de la licence EL-132.

(5) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 20 000 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes de la licence EL-135.

(6) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 380 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes de la licence EL-124.

(7) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 12 000 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes des licences EL-97, EL-98, EL-99, EL-100, EL-101 et EL-102.

(8) Le total des exportations aux termes des licences EL-119 et EL-120 ne devrait pas dépasser 876 GW.h lorsqu'elles sont combinées ensemble.

(9) Le total des exportations ne devrait pas dépasser 10 000 GW.h au cours de l'année hydrologique (du 1er octobre au 30 septembre) lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes des licences EL-128 et EL-129.

(10) Exception faite de 641 108 $ de recettes provenant des frais de transit, de transport, de location et de transfert de stockage.

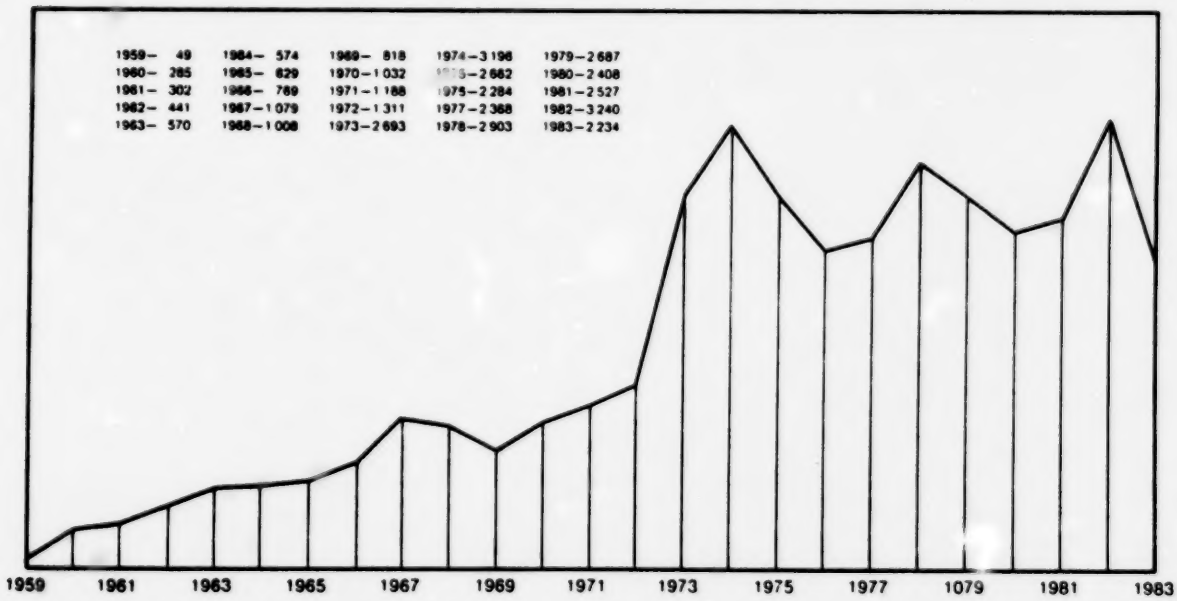
E-VI

ÉNERGIE ÉLECTRIQUE: TOTAL DES APPROVISIONNEMENTS CANADIENS, ET COMMERCE AVEC LES ÉTATS-UNIS—ANNÉE CIVILE 1983

CATÉGORIE	GIGAWATTS-HEURES	
Production canadienne totale	390 000	(préliminaire)
Importations des États-Unis	3 179	"
Total des approvisionnements canadiens	393 179	"
Exportations (brutes) vers les États-Unis	10 218	(garantie) 2,6 % de l'approvisionnement du Canada
	26 689	(interruptible) 6,8 % de l'approvisionnement du Canada
	1 923	(échange) 0,5 % de l'approvisionnement du Canada
Total de l'énergie électrique disponible au Canada	354 349	(préliminaire)

S-I

NOMBRE TOTAL DE CERTIFICATS, DE LICENCES, DE PERMIS, D'ORDONNANCES ET D'AUTORISATIONS DÉLIVRÉS PAR L'OFFICE ENTRE 1959 et 1983.



POOR

QUALITY

ORIGINAL